

Antizipierende Allokations-Anpassungen

Ein innovativer Ansatz zur Beschaffung externer Regelenergie im deutschen Gasmarkt

Promotion am Institut für Erdöl- und Erdgastechnik der Technischen Universität Clausthal

Dissertation zur Erlangung des Grades
eines Doktors der Ingenieurwissenschaften

vorgelegt von

Dipl.-Ing. Peter Stratmann

Bonn

eingereicht bei der
Fakultät für Energie- und Wirtschaftswissenschaften
der Technischen Universität Clausthal

12. Januar 2010

Hauptberichterstatter: Prof. Dr. Kurt M. Reinicke

Berichterstatter: Prof. Dr.-Ing. Klaus Homann

Eidesstattliche Erklärung

Hiermit versichere ich, dass ich die vorliegende Arbeit selbständig verfasst und keine anderen als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt habe, dass alle Stellen der Arbeit, die wörtlich oder sinngemäß aus anderen Quellen übernommen wurden, als solche kenntlich gemacht sind, und dass die Arbeit in gleicher oder ähnlicher Form noch keiner Prüfungsbehörde vorgelegt wurde.

Kurzfassung

Im Rahmen der Liberalisierung der Energiemärkte wurden die Erdgasnetze für den Wettbewerb geöffnet. Gashändler können bei der Beschaffung von Erdgas und bei der Belieferung von Letztverbrauchern miteinander in Wettbewerb treten und die bestehenden Gasnetze für den Transport des Gases nutzen.

Die Nutzung der Gasnetze folgt komplexen Regeln, die vom Gesetzgeber und von der Bundesnetzagentur als der zuständigen Regulierungsbehörde vorgegeben und überwacht werden. Zu diesen Regelungen gehört auch die Bilanzierung, bei der die eingespeisten und ausgespeisten Gasmengen jedes Netznutzers in geeigneter Weise bestimmt („allokiert“) und mit den Netznutzern abgerechnet werden. Zur Bilanzierung hat die Bundesnetzagentur im Jahr 2008 umfassende neue Verfahren festgelegt.

In dieser Festlegung sind auch Hinweise für die Methoden enthalten, mit denen die Netzbetreiber die Betriebssicherheit ihrer Netze sicherstellen: Sie sollen bei Druckabfall Gas von Netznutzern kaufen um den Druck anzuheben; bei zu hohem Druck sollen sie Gas an Netznutzer verkaufen. Beides wird in jedem Marktgebiet durch den „Bilanzkreisnetzbetreiber“ abgewickelt und unabhängig vom Vorzeichen als „Beschaffung von Regelenergie“ bezeichnet. Sie erfolgt derzeit vielfach in Form langfristiger Verträge mit großen Netznutzern.

In der Dissertation wird ein innovatives Verfahren für die Beschaffung eines Großteils der erforderlichen Regelenergie vorgeschlagen: Der „Bilanzkreisnetzbetreiber“ kann den Netznutzern zwei Tage vor der Durchführung des Transportes verbindlich mitteilen, dass am Transporttag bis zu 4 % der Ausspeisemenge der Letztverbraucher nicht von den Netznutzern eingespeist werden soll, sondern stattdessen vom Netzbetreiber geliefert wird. Eine solche Mitteilung würde erfolgen, wenn der Bilanzkreisnetzbetreiber antizipiert, dass sich am Transporttag eine Situation mit zu hohem Druck ergibt. Er kann dadurch das überschüssige Gas, das den Überdruck verursacht, an die Letztverbraucher abgeben. Antizipiert der Bilanzkreisnetzbetreiber hingegen einen Druckabfall, kann er mit einer entsprechenden Mitteilung die Netznutzer zu einer Steigerung der Einspeisung um bis zu 4 % veranlassen.

Die Mitteilungen des Bilanzkreisnetzbetreibers werden im Rahmen der Bilanzierung bei der Allokation und bei der Abrechnung der Gasmengen berücksichtigt. Es erfolgt eine Anpassung der Allokation, zudem wird die bereitgestellte Regelenergie vergütet.

Das vorgeschlagene Verfahren hat die folgenden Vorteile:

- Alle Netznutzer, die Letztverbraucher beliefern, sind gemeinsam und in gleicher Weise an der Bereitstellung dieser Form von Regelenergie beteiligt.
- Die Beschaffung dieser Regelenergie ist in den normalen Gashandel integriert.
- Der Netzbetreiber verfügt in allen Situationen des Netzes und der Gasmärkte über eine Möglichkeit Regelenergie zu beschaffen, wodurch er das Netz optimiert betreiben kann.
- Die Kosten für Regelenergie werden insgesamt abgesenkt.

Für das vorgeschlagene Verfahren der antizipierenden Allokations-Anpassungen werden die Ausgestaltungsmerkmale und Abwicklungsmethoden umfassend hergeleitet und begründet. Dabei ist es mit den von der Bundesnetzagentur vorgegebenen Regeln der Bilanzierung eng verzahnt, so dass es durch Erweiterung der Festlegung verbindlich eingeführt werden kann.

Abstract

Anticipatory Allocation Adjustment

Liberalisation of the energy markets opened up the natural gas networks to competition. Shippers compete with one another in procuring natural gas and supplying end consumers and use the existing networks to transport their gas flows.

Use of the gas networks follows complex rules, set and supervised by the legislators and the *Bundesnetzagentur* as the regulatory authority responsible. One of these rules concerns balancing. Balancing determines ("allocates") in suitable manner the volumes of gas fed in and taken off by shippers and bills the shippers accordingly. Comprehensive new balancing arrangements were determined by the *Bundesnetzagentur* in 2008.

This determination provides guidance on the methods to be used by the transmission system operators (TSOs) to secure the operating safety of their networks. When the pressure falls, they are to buy gas from shippers to raise the pressure; conversely, when the pressure is too high, they are to sell gas to the shippers. Both types of transaction are performed in each German market area by the "balancing group network operator" and are designated "procurement of system balancing energy" independently of the direction. Currently, this is often done in the form of long term contracts with the big shippers.

The dissertation proposes an innovative procedure for buying a large part of the system balancing energy needed. Two days before the gas is scheduled for transportation, the balancing group network operator can instruct shippers not to feed in, on the day of transportation, up to 4% of the volume for the end consumers, but to have this volume supplied instead by the TSOs. Such instructions would be given whenever the balancing network operator anticipates the occurrence of a situation with too high pressure on the day of transportation. This would enable him to pass on the surplus gas causing the high pressure to the end consumer. If, on the other hand, the balancing network operator anticipates a fall in pressure, he can instruct shippers to increase their feed-in by up to 4%.

Such instructions from the balancing group network operator would be taken into account in balancing in allocating and billing for the gas volumes concerned. The outcome is adjusted allocation; also, tariffs are paid for the system balancing energy provided.

The advantages of the proposed procedure are as follows:

- All the shippers supplying end consumers are equally involved in providing system balancing energy in this way.
- Procurement of this system balancing energy is integrated into normal gas trading.
- In every situation occurring in its network and on the gas markets the TSO has the possibility of procuring system balancing energy, thus enabling optimal network operation.
- The cost of system balancing energy is lowered overall.

The characteristics and handling of the proposed anticipatory allocation adjustment procedure are comprehensively derived and illustrated in the paper. The procedure is closely meshed with the *Bundesnetzagentur's* balancing rules, so that it can be made mandatory by expanding the determination.

Inhalt

1	Einleitung	1
2	Grundlagen	3
2.1	Voraussetzungen des Gaswettbewerbs	3
2.2	Grundbegriffe	4
2.2.1	Allokation	5
2.2.2	Netznutzer	5
2.2.3	Zweivertragsmodell und Marktgebiete	6
2.2.4	Bilanzkreisnetzbetreiber	7
2.2.5	Virtueller Punkt	8
2.2.6	Ausgleichsenergie / Regelenergie	9
3	Bilanzierung gemäß GABi-Gas	11
3.1	Datenkette	11
3.1.1	Datenkette für gemessene Letztverbraucher	12
3.1.2	Datenkette für Standardlastprofilkunden	13
3.2	Allokation	15
3.2.1	Änderung der Allokationsregeln durch GABi-Gas	15
3.2.2	Allokation bei nominierten Ein- und Ausspeisepunkten	17
3.2.3	Allokation bei gemessenen Letztverbrauchern	17
3.2.3.1	Typische Bilanzdifferenzen bei Belieferung von gemessenen Letztverbrauchern	18
3.2.4	Allokation bei nicht gemessenen Letztverbrauchern	19
3.2.4.1	Synthetisches Standardlastprofil	20
3.2.4.2	Schwächen des synthetischen Standardlastprofils	21
3.2.4.3	Analytisches Standardlastprofil	23
3.2.4.4	Schwächen des analytischen Standardlastprofils	23
3.2.4.5	Bedeutung der Qualität der Standardlastprofile für Netzbetrieb und Netzkonto	24
3.2.4.6	Bedeutung der Qualität der Standardlastprofile für Netznutzer	24
3.3	Ausgleichsenergiepreise	25
3.3.1	Ausgleichsenergiepreise gemäß GABi-Gas	25
3.3.2	Kostendeckende Festlegung der Ausgleichsenergiepreise: das künftige niederländische Bepreisungssystem	26
3.3.3	Festlegung der Ausgleichsenergiepreise anhand der Regelenergiepreise: das britische Bepreisungssystem	30
3.3.4	Ausgleichsenergiepreise im Strombereich	31
3.3.5	Fazit zu den Möglichkeiten der Festlegung der Ausgleichsenergiepreise	32
3.4	Untertägiges Anreizsystem gemäß GABi-Gas	33
3.4.1	Höhe der Strukturierungsbeiträge gemäß GABi-Gas	35
3.4.1.1	Bilanzdifferenzen bei gemessenen Letztverbrauchern aufgrund der untertägigen Strukturierung	37
3.5	Umlagekonto gemäß GABi-Gas	38
3.6	Wirkung der Bilanzierung gemäß GABi-Gas	40
4	Regelenergie gemäß GABi-Gas	42
4.1	Interne Regelenergie	43
4.1.1	Netzpuffer	45
4.1.1.1	Begriffsverständnis und Ermittlungsmethodik	45
4.1.1.2	Grenzen der Speicherkapazität der Netze	47

4.2	Externe Regelenergie	48
4.2.1	Globale und lokale externe Regelenergie	49
4.2.2	Kurzfristiger und dauerhafter Einsatz externer Regelenergie	50
4.3	Lastflusszusagen	53
5	Antizipierende Allokations-Anpassung	56
5.1	Das Verfahren der antizipierende Allokations-Anpassung	56
5.1.1	Basiserwägungen für antizipierende Allokations-Anpassungen	57
5.1.2	Einleitendes Beispiel	58
5.2	Einsatzweise antizipierender Allokations-Anpassungen	59
5.3	Einsatzoptionen antizipierender Allokations-Anpassungen	60
5.3.1	Verminderung des Bedarfs an kurzfristiger Regelenergie	60
5.3.1.1	Bereitstellung der für wärmegeführte Entnahmen erforderlichen kurzfristigen Regelenergie	62
5.3.1.2	Reaktion auf Lastschwankungen bei gemessenen Letztverbrauchern	63
5.3.2	Verminderung des Bedarfs dauerhafter externer Regelenergie	63
5.3.3	Verminderung des Bedarfs an lokaler externer Regelenergie	64
5.3.4	Verbesserung der Möglichkeit zur Bereitstellung interner Regelenergie für angrenzende Marktgebiete	64
5.3.5	Erhöhung des Angebots an frei zuordenbaren Kapazitäten	65
5.4	Grenzen des Einsatzes antizipierender Allokations-Anpassungen	65
5.4.1	Technische Grenzen der antizipierenden Allokations-Anpassungen	65
5.4.1.1	Starke untertägige Lastschwankungen	66
5.4.1.2	Geringe Größe des Netzpuffers	66
5.4.1.3	Fehlerhafte Erwartungen des Bilanzkreisnetzbetreibers hinsichtlich des Anpassungsbedarfs	66
5.4.1.4	Lokale Regelenergie-Erfordernisse innerhalb von Marktgebieten	66
5.4.2	Einsatzgrenzen, die sich aus der Ausgestaltung der antizipierenden Allokations-Anpassungen ergeben	67
5.5	Ausgestaltung antizipierender Allokations-Anpassungen	67
5.5.1	Abdeckung dauerhaften Regelenergiebedarfs durch antizipierende Allokations-Anpassungen	68
5.5.1.1	Kurz- oder mittelfristiger Ausgleich der Anpassungen zu Null	69
5.5.1.2	Dauerhafte Regelenergielieferung durch antizipierende Allokations-Anpassungen	70
5.5.1.3	Ergebnis der Abwägungen zur Abdeckung dauerhaften Regelenergiebedarfs durch antizipierende Allokations-Anpassungen	70
5.5.2	Vergütung der Allokations-Anpassungen	70
5.5.2.1	Bepreisung der Anpassungsmengen mit und ohne Spreizung	71
5.5.2.2	Tägliche Abrechnung der Allokations-Anpassungen	72
5.5.2.3	Abrechnung der saldierten Allokations-Anpassungen	73
5.5.2.4	Quantitative Beispiele für die Vergütung von Allokations-Anpassungen	73
5.5.2.5	Vergleich mit den Preisen und Kosten für sonstige externe Regelenergie	77
5.5.2.6	Ergebnis der Abwägungen zur Vergütung der Allokations-Anpassungen	78
5.5.3	Integration einer lokalen Komponente	78
5.5.3.1	Integration einer lokalen Komponente aus Netznutzersicht	79

5.5.3.2	Integration einer lokalen Komponente mit Blick auf die Weiterentwicklung der Kapazitätsbewirtschaftung	80
5.5.3.3	Diskriminierungsaspekte der Integration einer lokalen Komponente	80
5.5.3.4	Ergebnis der Abwägungen zur Integration einer lokalen Komponente	80
5.5.4	Bestimmung des Kreises der von der Anpassung betroffenen Aktivitäten der Netznutzer	81
5.5.4.1	Einbeziehung der Ausspeisungen zu Letztverbrauchern	81
5.5.4.2	Einbeziehung der Ein- und Ausspeisungen an Marktgebietsgrenzen	82
5.5.4.3	Einbeziehung der Netznutzer-Aktivitäten am virtuellen Punkt	84
5.5.4.4	Einbeziehung der Ein- und Ausspeisungen an Speichern und Produktionsanlagen	84
5.5.4.5	Ergebnis der Abwägung zur Bestimmung des Kreises der von der Anpassung betroffenen Aktivitäten der Netznutzer	85
5.5.5	Verpflichtende Teilnahme am System der antizipierenden Allokations-Anpassungen	85
5.5.6	Begrenzung der Höhe der Anpassung	87
5.5.6.1	Probleme der Abschätzung der Höhe der erforderlichen Anpassungen	87
5.5.6.2	Abschätzung der Höhe der erforderlichen Anpassungen am Beispiel des Marktgebiets H-Gas-Norddeutschland	89
5.5.6.3	Abschätzung der Höhe der erforderlichen Anpassungen am Beispiel der österreichischen Regelzone Ost	93
5.5.6.4	Bestehende Netznutzerflexibilität am Beispiel der Schwankungshöhe synthetischer Standardlastprofile	94
5.5.6.5	Möglichkeiten für die Begrenzung der Anpassungshöhe	97
5.5.6.6	Ergebnis der Abwägungen zur Begrenzung der Höhe der Anpassungen	97
5.5.7	Einordnung der antizipierenden Allokations-Anpassungen in die Einsatzreihenfolge von Regelenergie	98
5.5.7.1	Einsatz antizipierender Allokations-Anpassungen und interner Regelenergie	99
5.5.7.2	Einsatz antizipierender Allokations-Anpassungen und sonstiger externer Regelenergie	99
5.5.7.3	Ergebnis der Abwägung zur Einsatzreihenfolge der antizipierenden Allokations-Anpassungen und der sonstigen Regelenergie	100
5.5.8	Ergebnisse der Abwägungen zur Ausgestaltung antizipierender Allokations-Anpassungen	100
5.6	Verfahren der Anwendung antizipierender Allokations-Anpassungen	101
5.6.1	Mitteilung von Allokations-Anpassungen durch den Bilanzkreisnetzbetreiber	101
5.6.1.1	Erster Schritt: Antizipation der Anpassungsmenge A_{MG}	101
5.6.1.2	Zweiter Schritt: Ermittlung der prognostizierten Ausspeisemenge M_{MG}	102
5.6.1.3	Dritter Schritt: Ermittlung des Anpassungsprozentsatzes P_{MG}	102
5.6.1.4	Vierter Schritt: Mitteilung des Anpassungsprozentsatzes P_{MG} an die Netznutzer	103
5.6.2	Berücksichtigung von Anpassungen der Allokationen durch den Netznutzer	103

5.6.3	Beispiele für die Anwendung von Allokations-Anpassungen	104
5.6.3.1	Beispiel der Anpassung eines reinen Standardlastprofil-Portfolios	104
5.6.3.2	Beispiel der Anpassung eines reinen RLMmT-Portfolios	105
5.6.4	Bilanzielle Berücksichtigung der Anpassungsmengen	105
5.6.5	Berücksichtigung der Anpassungsmengen im stündlichen Anreizsystem	107
5.6.6	Abrechnung der Anpassungsmengen	107
5.6.7	Keine Berücksichtigung der Anpassungsmengen beim Netzkonto	108
5.7	Transparenz bei der Anwendung antizipierender Allokations-Anpassung	108
5.8	Folgen der Anwendung antizipierender Allokations- Anpassungen	109
5.8.1	Folgen der Anwendung antizipierender Allokations-Anpassungen für Bilanzkreisnetzbetreiber	109
5.8.2	Folgen der Anwendung antizipierender Allokations-Anpassungen für Fernleitungsnetzbetreiber	110
5.8.3	Folgen der Anwendung antizipierender Allokations-Anpassungen für Ausspeisenetzbetreiber	110
5.8.4	Folgen der Anwendung antizipierender Allokations-Anpassungen für Netznutzer	111
5.8.4.1	Beschaffung zusätzlicher Gasmengen	111
5.8.4.2	Diskriminierungspotenziale	112
5.8.5	Folgen der Anwendung antizipierender Allokations-Anpassungen für Anbieter von sonstiger externer Regelenergie	113
5.8.5.1	Folgen für Anbieter kurzfristiger externe Regelenergie	113
5.8.5.2	Folgen für Anbieter lokaler externe Regelenergie	114
5.8.5.3	Folgen für Anbieter dauerhafter externe Regelenergie	115
5.8.6	Wirkung auf die Gashandelsmärkte	115
5.8.6.1	Folgen des Wegfalls dauerhafter externer Regelenergie für die Gasnachfrage	115
5.8.6.2	Folgen der synchronen Anpassung für den Gashandel	116
5.8.6.3	Bewertung der Marktorientierung der Beschaffung externe Regelenergie	117
5.9	Missbrauchsmöglichkeiten	118
5.9.1	Missbrauchsmöglichkeiten in GABi-Gas	118
5.9.1.1	Arbitrage gegen die Ausgleichsenergiepreise	118
5.9.1.2	Kauf und Verkauf zum Ausgleichsenergiepreis	120
5.9.1.3	Gezielte Verursachung eines Bedarfs an externer Regelenergie	121
5.9.2	Missbrauchsmöglichkeiten bei der Anwendung antizipierender Allokations-Anpassungen	121
5.9.2.1	Zusätzliche Missbrauchsmöglichkeit durch Anwendung antizipierender Allokations-Anpassungen	121
5.9.2.2	Rückwirkung der Anwendung von antizipierenden Allokations-Anpassungen auf die sonstigen Missbrauchsmöglichkeiten	122
5.9.3	Ergebnis der Betrachtung der Missbrauchsmöglichkeiten in GABi-Gas bei Anwendung antizipierender Allokations-Anpassungen	122
6	Zusammenfassung und Ausblick	124
7	Anhang	127
7.1	Abkürzungsverzeichnis	127
7.2	Literaturverzeichnis	128

1 Einleitung

Während in einer integrierten, monopolistischen Gasversorgung sämtliche Prozesse der Belieferung von Letztverbrauchern, der Beschäftigung von Speichern, Produktion und Bezugsverträgen einerseits und der Netznutzung andererseits in einem einheitlichen Prozess optimiert werden konnten, ist dies in einer liberalisierten Umgebung mit einer Entflechtung von Netzbetrieb einerseits und Netznutzung andererseits nicht länger möglich. Die Trennung der Sphären macht organisatorische Trennungen erforderlich, die zu einer Verminderung der Gesamteffizienz der Gasversorgung führen können. Dies Problem wird verschärft, weil Netzbetreiber und Netznutzer Interessen haben, die nicht zwangsläufig gleichgerichtet sind.

Die Setzung von Regeln für den Netzzugang muss sich darum unter anderem daran orientieren, diese Effizienzeinbußen zu minimieren. Da sich aufgrund der Ermöglichung diskriminierungsfreien Wettbewerbs unter den Netznutzern keine enge Einbindung der Netznutzer in die technisch relevanten Entscheidungen mehr erreichen lässt, ist es sinnvoll, die Sphären von Netzbetreibern und von Netznutzern so weit wie möglich voneinander zu trennen und den Einfluss der Netznutzer auf den Netzbetrieb zu minimieren. Dadurch wird erreicht, dass die Netzbetreiber umfassend sämtliche technischen Entscheidungen treffen können. Dies erlaubt unter den Bedingungen der Entflechtung das Maximum an Effizienz für den Netzbetrieb. Den Netznutzern wird damit zugleich ermöglicht, sich ausschließlich auf ihre Handels- und Vertriebsaktivitäten zu konzentrieren, was auch in dieser Sphäre eine Maximierung der Effizienz erlaubt.

Damit diese Trennung der Sphären möglich wird, müssen Regelungen gefunden werden, nach denen die ökonomische Optimierung des Netznutzerverhaltens zugleich aus Netzbetreibersicht eine möglichst effiziente Netzführung erlauben. Solche Regelungen bewirken eine Parallelisierung der Interessen von Netzbetreiber und Netznutzer.

Ökonomische Anreize, während der Bilanzperiode und an deren Ende für eine ausgeglichene Bilanz zu sorgen, gehören in diese Gruppe von Regelungen.¹ Die in der vorliegenden Arbeit vorgeschlagene Regelung gehört ebenfalls dazu. Diese Regelung behebt Ineffizienzen im Bereich der Regelennergiebeschaffung und gibt den Netzbetreibern ein zusätzliches Instrument für die Optimierung der Netzsteuerung in die Hand. Sie lässt sich wie folgt zusammenfassen:

Die Bilanzkreisnetzbetreiber antizipieren und veröffentlichen zwei Tage vor der Durchführung der Transporte den Regelennergiebedarf ihres Marktgebietes als Prozentsatz an der erwarteten Ausspeisemenge zu Letztverbrauchern. Die Netznutzer berücksichtigen dies bei ihren Nominierungen und vermindern oder erhöhen ihre Einspeisung entsprechend. Sie liefern dadurch den antizipierten Regelennergiebedarf.

Dieser Vorschlag bedeutet eine Weiterentwicklung der Bilanzierungsregeln gemäß der Festlegung der Bundesnetzagentur zum Bilanzierungssystem in Deutschland, die für alle Beteiligten zu einer Verbesserung führen:

- Aus Sicht der Netzbetreiber bewirkt der Vorschlag, dass sie in allen Situationen über externe Regelennergie verfügen können und dadurch eine vorausschauende Netzfahrweise verwirklichen können, die eine Optimierung des Netzbetriebs bedeutet.

¹ Weitere Regelungen dieser Art sind die Regeln zur Buchung und Nutzung von Kapazitäten in den europäischen Fernleitungsnetzen. Auch wenn diese Regeln derzeit noch nicht in einer den Wettbewerb stützenden Weise ausgestaltet sind, dienen sie doch auch im gegenwärtigen Zustand dazu, dem Verhalten der Netznutzer Schranken aufzuerlegen, die im Sinne der Systemintegrität erforderlich sind.

- Aus Sicht der Netznutzer bewirkt der Vorschlag, dass alle Netznutzer gemeinsam einen großen Teil der erforderlichen externen Regelenergie bereitstellen und dass zugleich die Kosten für externe Regelenergie spürbar abgesenkt werden.

Zur Ausdifferenzierung des Vorschlags ist zunächst das Bilanzierungssystem darzulegen, in das er integriert werden soll. Darauf aufbauend ist die technisch-organisatorische Abwicklung des Vorschlags zu entwickeln; verschiedene Ausgestaltungsvarianten sind gegeneinander abzuwägen. Die technischen und die ökonomischen Konsequenzen des Vorschlags sind vor allem aus Sicht der Netzbetreiber und der Netznutzer zu betrachten.

2 Grundlagen

Die Liberalisierung der Energiemärkte ist nicht ohne Alternative. In den gut 100 Jahren der Versorgung der Haushalte und der Industrie mit Strom und später mit Gas setzte sich in den Industrienationen mit der flächendeckenden Erschließung zunächst Regeln durch, die die Energieversorgung als Sonderwirtschaftsbereich von den allgemein geltenden Wettbewerbsregeln freistellte.²

Erst im Laufe der 90er Jahre des vorigen Jahrhunderts setzte sich die Auffassung durch, dass in netzgebundenen Wirtschaftsbereichen (in den meisten europäischen Ländern mit Ausnahme der Wasserversorgung und der Fernwärme) Wettbewerb möglich sein müsse. Während sich im ebenfalls liberalisierten Telekommunikationsbereich der Wettbewerb für die Letztverbraucher spürbar und offensichtlich vorteilhaft entwickelt hat, steht für den Strommarkt und insbesondere für den Gasmarkt der Beweis noch aus, dass die Liberalisierung volkswirtschaftlich und individuell ökonomische Vorteile verursacht.

Insbesondere vor dem Hintergrund der ökologischen Bedeutung der Energieversorgung für die Fragen der Klimaveränderungen und der Ressourcenschonung ist es nicht als unproblematisch anzusehen, dass ein erheblicher Teil der energiepolitischen Aufmerksamkeit auf einen – umweltpolitisch neutralen – Umbau der Organisationsstruktur der Energiemärkte gelenkt wird und unablässig das Ziel betont wird, Energie müsse billiger werden und der intendierte Wettbewerb sei in der Lage, zur Erreichung dieses Ziels beizutragen.³

Wirtschaftspolitisch ist es demgegenüber naheliegend, dass in allen Märkten, in denen Wettbewerb nicht prinzipiell ausgeschlossen ist, sich dieser auch entfalten soll.⁴ Durch die energiepolitischen Entscheidungen der zurückliegenden zehn Jahre ist der Weg in den Wettbewerb um die netzgebundenen Energien eingeschlagen. Am 3. September 2009 ist das „Dritte Energie-Binnenmarktpaket“ in Kraft getreten, das viele Regeln verschärft und das die grenzüberschreitende Integration der Energiemärkte verbessern soll.⁵

2.1 Voraussetzungen des Gaswettbewerbs

Damit zwischen den Netznutzern ein fairer Wettbewerb entstehen kann, müssen die Gasnetze für die Netznutzer neutralisiert werden, da die Netze natürliche Monopole⁶ darstellen. Zu

² Perner/Riechmann/Schulz, 1997, S. 6 ff.

³ Diesen Zielkonflikt beschreibt die Monopolkommission im Blick in ihrem Sondergutachten zu den Energiemärkten 2009: „In der allgemeinen energiepolitischen Debatte wird (...) von einer sog. Zieltrias [ausgegangen]. So nennt zum Beispiel das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit als die ‚Ziele, die das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie als federführendes Ministerium in der Energiepolitik verwirklichen möchte‘“, Monopolkommission, Sondergutachten 2009, S. 24. Weiter schreibt die Monopolkommission: „Aus Sicht der Monopolkommission ist die Vielfältigkeit der energiepolitischen Ziele deshalb relevant, weil ein besseres Erreichen eines bestimmten Ziels zugleich ein weniger gutes Erreichen eines anderen Ziels bedeuten kann. Insbesondere geht mit der momentanen Umsetzung einiger der angestrebten Ziele eine Reduktion der Wettbewerbsmöglichkeiten einher.“ Ebenda S. 27.

⁴ Zum Beispiel schreibt das Bundeswirtschaftsministerium auf seiner Internetseite: „Marktwirtschaftliche Strukturen und funktionierender Wettbewerb sind die besten Voraussetzungen für wirtschaftliche - das heißt: effiziente – Energiebereitstellung und -nutzung.“, vgl. www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/ziele-der-energiepolitik.html (zuletzt aufgerufen 30.10.2009.) Zu diesem Thema ausführlich Donges/Schmidt 2008, S. 39 ff.

⁵ Die Regeln des Dritten Energie-Binnenmarktpaketes sind ab dem 3. März 2011 anzuwenden.

⁶ Die Tatsache, dass Netze natürliche Monopole sind, bildet die wirtschaftspolitische Basis für den Eingriff des Energiewirtschaftsrechts in die unternehmerische Freiheit der Netzbetreiber. Sie resultiert daraus, dass das Netz für jeden Marktteilnehmer erforderlich ist, aber nicht mit vertretbarem Aufwand duplizierbar ist. Vgl. Donges/Schmidt 2008, S. 46 ff. Die Gasnetzentgeltverordnung enthält dessen ungeachtet eine Regelung, nach der Fernleitungsnetzbetreiber geltend machen können, sie stünden in einem „Leitungswettbewerb“ (vgl. § 2 Nr. 3 und

diesem Zweck ist eine organisatorische, buchhalterische und informatorische Entflechtung der Netze von allen anderen Bereichen der Energieversorgung erforderlich, damit kein Netznutzer Vorteile vor den anderen Netznutzern genießt. Außerdem müssen geeignete Abwicklungsregeln gefunden werden,

- die für alle Netznutzer einheitlich anzuwenden sind,
- die den Aufwand der Netznutzer minimieren und ihn möglichst weitgehend von der Befassung mit netztechnischen Detailfragen freistellen,
- die mit geringen ökonomischen Risiken verbunden sind und
- die zu den Abläufen auf den Gashandelsmärkten passen.

So wichtig es für die Netznutzer ist, dass das Netzbetreiberverhalten neutralisiert ist, damit sie in einen diskriminierungsfreien Wettbewerb eintreten können, so wichtig ist es für die Netzbetreiber, das Netznutzerverhalten zu neutralisieren, damit sie die Netze effizient betreiben können.

2.2 Grundbegriffe

Anders als im Strombereich, wo eine effiziente Kooperation der Betreiber miteinander verbundener Netze für den Netzbetrieb aus technischen Gründen unabdingbar ist und wo die faktische Öffnung der Netze für den Drittzugang schon deutlich früher einsetzte, gab es im Gasbereich lange nicht einmal durchgängig einheitlich angewendete Begrifflichkeiten. Erst durch die einheitliche Regulierung der Netze setzen sich nun Begriffe durch, die teilweise bei der Gesetzgebung im Jahr 2005 geprägt wurden, teilweise aber auch erst im Zuge der Festlegungen durch die Bundesnetzagentur. Insbesondere wurden in der Festlegung zur Einführung eines neuen Bilanzierungsmodells in Deutschland, unter dem Akronym GABi-Gas mehrere für die vorliegende Arbeit relevante Begriffe in einen eindeutigen Sinnzusammenhang gestellt und damit für den deutschen Gasmarkt geklärt.⁷ In den europäischen Diskussionen ist das Problem fehlender Begrifflichkeiten noch immer virulent.⁸

Für einige Begriffe soll nachfolgend die Bedeutung erläutert werden; zugleich sollen einige Grundelemente des deutschen Gasnetzzugangsmodells umrissen werden.

§ 3 Abs. 2 GasNEV.) Auch die Verordnung (EG) Nr. 1775/2005 räumt diese Möglichkeit in ihrem Erwägungsgrund 7 ein. Vgl. dazu z.B.: Monopolkommission, Hauptgutachten 2004/2005, S.65 f. Die Bundesnetzagentur hatte über zunächst 12 Anzeigen von Leitungswettbewerb zu entscheiden. Sie hat keine dieser Anzeigen positiv beschieden. Vgl. Entscheidungen der Bundesnetzagentur zu den 10 Wettbewerbsanzeigen, die in der Sache zu entscheiden waren, abrufbar unter www.bundesnetzagentur.de/enid/899219674c86d1ab19edaa07ac376459.0/BK4/Leitungswettbewerbs-Verfahren_3_GasNEV-65_EnWG_52w.html (zuletzt aufgerufen am 30.10.2009.)

⁷ Ein besonders deutliches Beispiel für die fehlende Begriffsklärung ist das Begriffspaar „Netzpuffer“ und „Basisbilanzausgleich“. Die beiden Begriffe bezeichnen zwar völlig unterschiedliche Dinge, wurden und werden aber häufig synonym gebraucht (so z.B. in Gent/Rebling, 2009, S. 212 und 214.) Historisch liegt dies nahe, weil die – technische – Tatsache der Speicherkapazität der Netze und damit der Netzpuffer als Argument für die – kommerzielle – Forderung nach einer kostenlosen Toleranz für die Netznutzer im stündlichen Bilanzierungsregime verwendet wurde. Durch die Festlegung GABi-Gas wurde der Basisbilanzausgleich de facto aufgehoben, so dass dieser Begriff heute keine Rolle mehr spielt.

⁸ Zum Beispiel ist der englische Begriff „balancing“ und vor allem der Begriff „balancing energy“ nach wie vor unscharf und seine Verwendung führt zu Missverständnissen, weil häufig gleichzeitig erstens die Vermeidung von Ungleichgewichten einzelner Netznutzer, zweitens die festgestellte Differenz des Netznutzers am Ende der Bilanzperiode und drittens die Behebung von netztechnischen Problemen durch den Netzbetreiber darunter verstanden wird. Diese begriffliche Verwirrung erschwert die fachliche Diskussion erheblich.

2.2.1 Allokation

Während im allgemeinen Sprachgebrauch unter „Allokation“ die Zuordnung von beschränkten Ressourcen zu potentiellen Verwendern verstanden wird, definiert die Gasnetzzugangsverordnung: „Im Sinne dieser Verordnung bedeutet Allokation die Aufteilungsregeln für übernommene Gasmengen“ (§ 2 Nr. 1 GasNZV.)⁹

Anstelle des Aspektes der Beschränktheit der Ressource steht in der gaswirtschaftlichen Verwendung des Begriffes das Zuordnungsproblem eines nicht individualisierbaren Gutes im Fokus. Das vom Netzbetreiber übernommene Gas kann nicht aufgrund einer spezifischen Eigenschaft einem der Netznutzer zugeordnet werden; darum sind für die Zuordnung spezielle Regeln erforderlich.

In der Festlegung GABi-Gas sind diese Zuordnungsregeln in jeder Hinsicht konkretisiert, so dass unter Allokation die Zuordnung von Gasmengen zu den Bilanzkreisen der einzelnen Netznutzer verstanden werden kann.

2.2.2 Netznutzer

Für die Bezeichnung derer, die den Zugang zu den Gasnetzen ausüben, existieren mehrere deutsche Begriffe, die überwiegend den Nachteil haben, dass sie nur einen Teilaspekt umfassen:

- „Transportkunde“ wird in § 3 Nr. 31b EnWG definiert: „im Gasbereich Großhändler, Gaslieferanten einschließlich der Handelsabteilung eines vertikal integrierten Unternehmens und Letztverbraucher“. Dieser Definition fehlt die Beziehung zwischen dem Transportkunden und dem Netzbetreiber, die allerdings im Begriff selbst sehr stark betont wird. Der Begriff wird in der GasNZV durchgängig verwendet, er erscheint aber ungeeignet für Netznutzer, die ausschließlich Handelsgeschäfte am Virtuellen Punkt tätigen.
- „Bilanzkreisverantwortlicher“ ist definiert in § 2 Nr. 5 GasNZV. Dieser Begriff ist für den Zweck der vorliegenden Arbeit untauglich, weil es Netznutzer gibt, die selbst keine Verantwortung für einen Bilanzkreis tragen, weil sie ihre Netznutzung in einem Subbilanzkreis¹⁰ abwickeln.
- „Gaslieferant“ ist definiert in § 3 Nr. 19b EnWG. Dieser Begriff ist auf diejenigen Netznutzer beschränkt, die in einem unmittelbaren Bezug zum Letztverbraucher stehen, er ist also nicht für die Netznutzer geeignet, deren Aktivitäten sich z.B. auf den Großhandel beschränken.
- Nicht selten wird zusammenfassend der Begriff „Händler“ für die Netznutzer verwendet. Dies ist aus Sicht vieler Netznutzer unvollständig, weil sie ihre Aktivitäten in die Bereiche Vertrieb und Handel unterscheiden.
- Im englischsprachigen Raum ist die Bezeichnung „Shipper“ geläufig. Dieser Begriff ist dem deutschen Wort „Transportkunde“ ähnlich.

In der vorliegenden Arbeit soll der Begriff „Netznutzer“ verwendet werden, der in § 3 Nr. 28 EnWG definiert ist: „natürliche oder juristische Personen, die Energie in ein Elektrizitäts- oder Gasversorgungsnetz einspeisen oder daraus beziehen.“ Dieser Begriff wird in der deutschen

⁹ So auch Cerbe 2008, S. 498: „Die Allokation (Zuordnung) von Erdgas wird notwendig, wenn das Erdgas mehrerer Transportkunden an einem Ein- oder Ausspeisepunkt ungetrennt voneinander übernommen oder übergeben wird.“

¹⁰ Vgl. § 18 Anlage 3 KoV III und § 31 Abs. 2 GasNZV, wo anstelle des üblichen Begriffs „Subbilanzkreis“ der Begriff „Unterbilanzkreis“ verwendet wird.

Fassung der europäischen „Verordnung über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen“ (Verordnung (EG) Nr. 1775/2005) verwendet und findet abweichend von der Gasnetzzugangsverordnung auch in der Stromnetzzugangsverordnung Anwendung.

2.2.3 Zweivertragsmodell und Marktgebiete

Das deutsche Gasnetzzugangsmodell,¹¹ das unter dem Namen „Zweivertragsmodell“ Entry-Exit-Systeme in den Fernleitungsnetzen mit Netzknotenmodellen in den Verteilernetzen verbindet, umfasst zugleich eine Unterteilung des deutschen Verbundsystems¹² in mehrere Marktgebiete. Netznutzer können auf der Basis der Buchung eines Einspeisevertrages Gas in ein Marktgebiet einspeisen. Nach dem Abschluss eines Ausspeisevertrages mit dem gleichen oder einem anderen Netzbetreiber können sie das Gas an einen Letztverbraucher in dessen Netz liefern oder in ein angrenzendes Marktgebiet ausspeisen. Von der Zahl der mindestens erforderlichen Verträge leitet sich der Name des Netzzugangsmodells ab. In der Realität verfügen die meisten Netznutzer über mehrere Einspeisebuchungen und eine große Zahl von Ausspeiseverträgen an den Anschlusspunkten von Letztverbrauchern.

Alle Einspeisepunkte, Letztverbraucher, Speicher und Ausspeisepunkte in den Netzen eines Marktgebietes können miteinander kombiniert werden. Dies ist vor allem bei der Bilanzierung wichtig, also bei der Abrechnung der Differenzen zwischen ein- und ausgespeister Menge. Diese Abrechnung erfolgt in sogenannten „Bilanzkreisen“¹³, in die die Punkte und Letztverbraucher „eingebracht“ werden. Die unbeschränkte Möglichkeit, jeden Ein- und Ausspeisepunkt eines Marktgebietes in einen Bilanzkreis einzubringen, ist gleichbedeutend mit der freien Zuordenbarkeit der Kapazitäten, einem Grundelement jedes Entry-Exit-Systems. Aus diesem Grund ist jede „Bilanzzone“ zugleich ein Marktgebiet.

Die Einteilung des Verbundnetzes in zunächst 19 Marktgebiete erfolgte 2006 weitgehend anhand der eigentumsrechtlichen Abgrenzungen der Fernleitungsnetze. Die entsprechenden Fernleitungsnetzbetreiber werden seitdem als „marktgebietsaufspannende Netzbetreiber“ bezeichnet.

Erste Verringerungen der Anzahl der Marktgebiete änderten an der Orientierung an den Eigentumsgrenzen nichts, da nur die jeweils eigentumsinternen Unterteilungen vermindert wurden. Erst 2008 erfolgte mit der Zusammenlegung von Eon-Gastransport und bayernets zum Marktgebiet NetConnectGermany (NCG) eine erste großflächige eigentumsüberschreitende Zusammenlegung vorher getrennter Marktgebiete. Die Netzbetreiber, die an solchen Zusammenlegungen beteiligt sind, bezeichnen sich weiterhin als „marktgebietsaufspannend“. Sie spannen die jeweiligen Marktgebiete in Kooperation auf.

Zum 1.10.2009 hat sich die Zahl der Marktgebiete weiter verringert. Insbesondere sind zwei große H-Gas-Marktgebiete entstanden, die zusammen fast die gesamte Fläche Deutschlands überspannen.

¹¹ Beschreibungen des deutschen Gasnetzzugangsmodells und seiner Entstehung: Ohmen 2006, Däuper/Kolf 2006, de Wyl/Müller-Kirchenbauer/Thole 2008, Däuper 2006, Müller-Kirchenbauer/Thole/Stratmann.

¹² Im Strom hat sich der Begriff „Verbundnetz“ für das nationale Gesamtnetz eingebürgert. Parallel dazu definiert das EnWG in § 3 Nr. 35 diesen Begriff auch für den Gasbereich.

¹³ Im österreichischen Sprachgebrauch werden Bilanzkreise als „Bilanzgruppen“ bezeichnet, was der Bedeutung des Wortes besser entspricht. Es handelt sich um die Gruppe aller Letztverbraucher, die vom gleichen Netznutzer mit Gas versorgt werden, und allen sonstigen Ein- und Ausspeisungen des gleichen Netznutzers. Im Englischen heißen Bilanzkreise „balancing groups“.

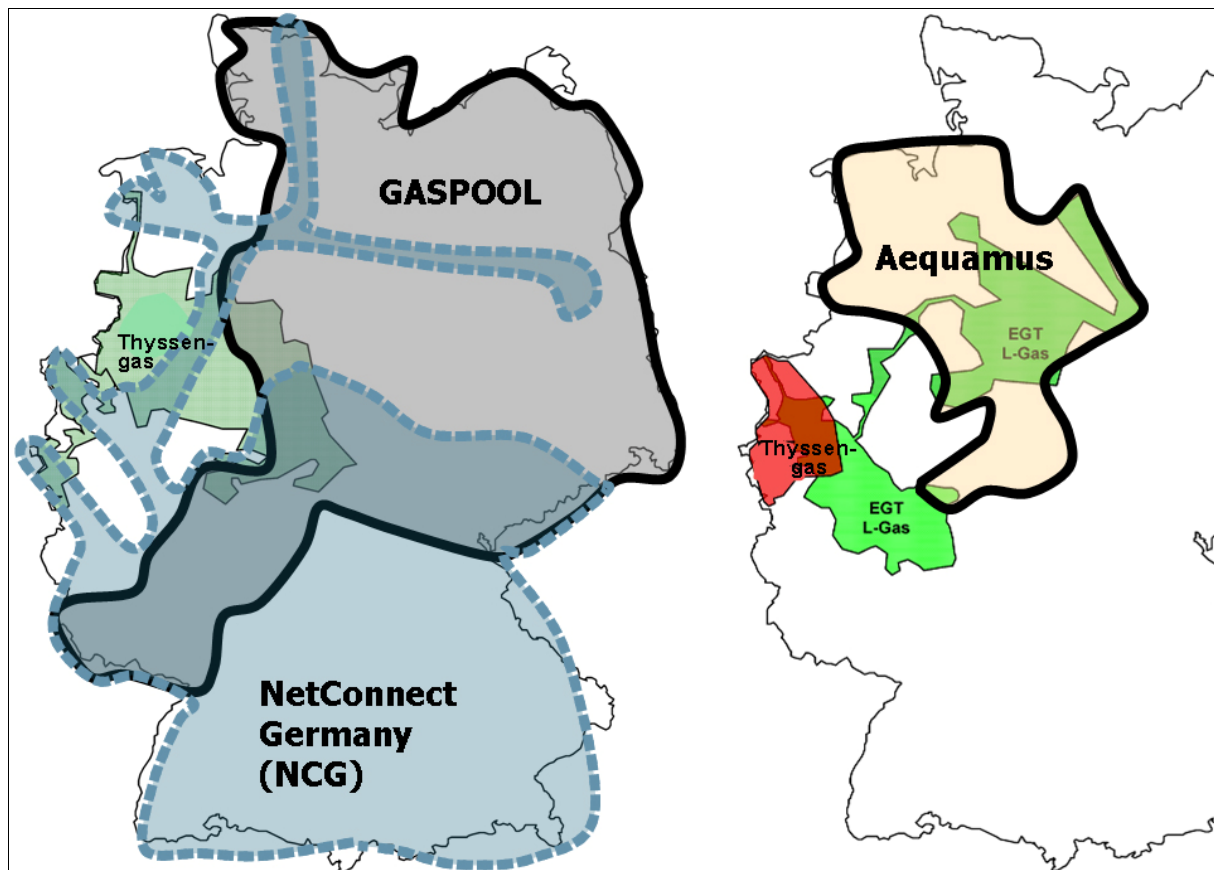


Abbildung 1: Schematische Darstellung der H-Gas-Marktgebiete (links) und L-Gas-Marktgebiete (rechts) in Deutschland seit 1.10.2009. Die Thyssengasnetze sind noch nicht in die sonstigen Marktgebiete integriert, weil die auf Druck der EU-Kommission veranlasste Veräußerung dieser Netze, die zum RWE-Konzern gehören, die Integration behinderten. Auch die Integration der L-Gasnetze der E.ON-Gastransport (EGT) steht noch aus. Eine weitere Integration der Marktgebiete ist angestrebt, weil sich nur in großen Marktgebieten der Wettbewerb entfalten kann. Grafik: Bundesnetzagentur.

2.2.4 Bilanzkreisnetzbetreiber

Wichtige Funktionen wie vor allem die Abwicklung der Bilanzierung können nur einmal in jedem Marktgebiet erfolgen. Diese Zuständigkeit ist in jedem Marktgebiet klar geregelt. Sie wird entweder von den beteiligten marktgebietsaufspannenden Netzbetreibern an einen von ihnen übertragen wie im Fall der Marktgebiete, die von Gasunie Deutschland (vormals BEB) bis 2009 gemeinsam mit den Kooperationspartnern Statoil-Hydro, Dong und ExxonMobil aufgespannt wurden, oder in eine gemeinsame Gesellschaft ausgegliedert.

Dieser Funktionsträger wird als „Bilanzkreisnetzbetreiber“ bezeichnet. Die Bezeichnung ist auch dann nicht optimal wenn der Funktionsträger selbst ein Netzbetreiber ist, da er selbst keinen Bilanzkreis hat; die Bezeichnung „Bilanznetzbetreiber“ wäre naheliegender.

Durchgesetzt hat sich inzwischen in mehreren Marktgebieten das Organisationsprinzip, dass die kooperierenden marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber eine gemeinsame Gesellschaft gründen, die die Funktionen übernimmt, die im Marktgebiet nur einmal zu erfüllen sind. Diese Gesellschaft ist selbst kein Netzbetreiber, wird aber weiter als „Bilanzkreisnetzbetreiber“ bezeichnet.¹⁴ Damit ist nicht nur der Bestandteil „...kreis...“ in diesem Begriff irreführend, sondern der Bestandteil „...netzbetreiber“ ist unzutreffend.

¹⁴ Entsprechend definiert die Kooperationsvereinbarung: „Bilanzkreisnetzbetreiber: marktgebietsaufspannender Netzbetreiber oder ein Dritter, bei dem ein Bilanzkreis gebildet werden kann...“ (KoV III, Anlage 3, Anlage NZB 1, Nr. 8.)

Da sich diesen Unstimmigkeiten zum Trotz der Begriff durchgesetzt hat und häufig in der Abkürzung „BKN“ verwendet wird, wird er auch in der vorliegenden Arbeit verwendet.

Die Zuständigkeit einer als „Bilanzkreisnetzbetreiber“ bezeichneten Instanz könnte zunächst als auf die Aufgaben der Bilanzierung begrenzt angesehen werden. Aus der Veröffentlichung der Bundesnetzagentur zum Thema Kapazitätsbewirtschaftung wird aber deutlich, dass dieser Begriff umfassender zu verstehen ist und auch sonstige Aufgaben im Marktgebiet, wie z.B. die Kapazitätsbewirtschaftung und das Engpassmanagement, umfassen kann.¹⁵

2.2.5 Virtueller Punkt

Wettbewerb um die Versorgung mit Gas kann nur entstehen, wenn es die Möglichkeit gibt, dass ein neuer Versorger in einer geeigneten Form Gas erwirbt. Wenn dies nur an den wenigen Gasquellen möglich wäre, könnte sich nur so viel Wettbewerb etablieren, wie die Produzenten zulassen.

Unverzichtbar für das Entstehen von Wettbewerb ist also, dass das Gas „unterwegs“ den Eigentümer wechseln kann. Auch vor der Liberalisierung gab es den Eigentümerwechsel auf dem Weg des Gases; traditionell erfolgte dieser an den Grenzen der Netze. Deutsche Importgesellschaften erwarben das Gas vielfach an der deutschen Grenze. Der Erfüllungsort vieler Gasimportverträge war die Stelle, an der das betreffende Rohr die Grenze passierte. Danach wechselte das Gas an jeder Netzgrenze seinen Eigentümer. Der Importeur verkaufte es am Übergabepunkt ins Regionalnetz an den Regionalversorger, der es zum Teil direkt an Letztverbraucher verkaufte, zum größeren Teil aber an Stadtwerke. Wiederum war der Erfüllungsort dieser Lieferung die Netzgrenze, meist als „city-gate“, Stadttor, bezeichnet. Da an den Koppelstellen der Netze die Gasmengen und häufig auch die Gasqualität gemessen werden, sind auch die messtechnischen Erfordernisse für diese Abwicklung erfüllt.

In Entry-Exit-Systemen ist diese Abwicklung aus zwei Gründen nicht länger praktikierbar:

- Die bisherigen Erfüllungsorte an den Netzgrenzen könnten nur weiter bestehen, wenn sie auch von den Netznutzern weiterhin gebucht und aktiv nominiert würden. Das würde voraussetzen, dass an den alten Übergabepunkten jeweils Grenzen von Marktgebieten lägen. Die Zahl der Marktgebiete in Deutschland wäre so groß wie die Zahl der Netze: 750.
- Weil in Entry-Exit-Systemen die Nutzung der Einspeisepunkte von der Nutzung der Ausspeisepunkte unabhängig ist, kann das Gas auch innerhalb des Entry-Exit-Gebietes seinen Eigentümer wechseln: Ein Netznutzer bucht die Einspeisung und verkauft das Gas an einen anderen Netznutzer, der den Ausspeisevertrag abgeschlossen hat und z.B. einen Letztverbraucher versorgt. Dieses Handelsgeschäft ist nicht lokalisierbar, da nur eine kommerzielle Transaktion zugrunde liegt. Gegenüber dem Netzbetreiber erfolgt eine Nominierung von einem Bilanzkreis zu einem anderen.

Damit entfallen die vielen alten Erfüllungsorte, für die sich ein Ort angeben lässt, zugunsten eines einheitlichen, aber nicht mehr lokalisierbaren Erfüllungsortes. Um dennoch einen Erfüllungsort angeben zu können, hat sich der Begriff des „Virtuellen Handelspunktes“ oder des „Virtuellen Punktes“ eingebürgert.¹⁶ Als Abkürzung wird oft „VP“ und seltener „VHP“ verwen-

¹⁵ Vgl. Bundesnetzagentur, Neugestaltung des Kapazitätsmanagements, 2009.

¹⁶ Die Kooperationsvereinbarung ist in dieser Hinsicht noch exakter, weil sie virtuelle Einspeisepunkte und virtuelle Ausspeisepunkte definiert. Dies sorgt dafür, dass bei der Abwicklung des Eigentumsübergangs die Vorzeichen des Vorgangs genauso gesetzt werden, wie bei Vorgängen an der Grenze: Der Verkäufer nominiert eine virtuelle Ausspeisung aus seinem Bilanzkreis, der Käufer eine virtuelle Einspeisung in seinen Bilanzkreis; vgl. § 17 Ziffer 1 Anlage 3 KoV III und die Definitionen in KoV III, Anlage 3, Anlage NZB 1, Nr. 37 bis 39.

det. Im Strombereich, wo ebenfalls die Möglichkeit besteht, Energie aus einem Bilanzkreis in einen anderen zu übertragen, fehlt die Bezeichnung „virtueller Punkt“; ein Erfüllungsort wird für diese Transaktionen im Strombereich nicht angegeben.

Für die Entwicklung des Gasmarktes ist die Zusammenfassung der vielen alten Erfüllungsorte in einem einheitlichen Erfüllungsort von tragender Bedeutung, weil sich nur durch diese Vereinheitlichung aller Handelstransaktionen ein Handelsmarkt mit einer hinreichenden Handelsliquidität entwickeln kann.¹⁷

2.2.6 Ausgleichsenergie / Regelenenergie

Das Verständnis des Begriffspaars Ausgleichsenergie und Regelenenergie folgt der generellen Zielsetzung, kommerzielle Aspekte einerseits und technische Aspekte andererseits strikt – und das bedeutet auch begrifflich – voneinander zu trennen.¹⁸

Unter Ausgleichsenergie wird in vollkommener Analogie zum Strombereich diejenige Energiemenge verstanden, die im Bilanzkreis des Netznutzers am Ende der Bilanzierungsperiode (bei täglicher Bilanzierung also am Ende des Gastages) als Differenz zwischen der Einspeisung und der Ausspeisung besteht. Diese Differenz wird ausgeglichen, indem der Netznutzer für fehlende Energie an den Netzbetreiber zahlt und für überschüssige Energie eine Zahlung vom Netzbetreiber erhält. Der Ausgleich erfolgt damit rein kommerziell und hat keine unmittelbare physikalische Bedeutung.

Regelenenergie ist demgegenüber eine aus technischen Gründen physikalisch erforderliche Energie. Der Netzbetreiber stellt fest, dass in seinem Netz insgesamt oder lokal der Druck absinkt oder ansteigt. Bevor dabei kritische Grenzen erreicht werden, muss der Netzbetreiber aktiv werden und zusätzliches Gas aufnehmen oder Gas abgeben. Dieser Ausgleich erfolgt rein physikalisch und hat unter Umständen keine kommerzielle Komponente (vgl. dazu auch unten 4.)

Gründe für die Erforderlichkeit von Regelenenergie können sich einerseits aus dem saldierten Verhalten der Netznutzer ergeben. Wenn die Netznutzer anhaltend große gleichgerichtete Differenzen in ihren Bilanzkreisen aufweisen, resultiert daraus auch ein technisches Problem, das den Einsatz von Regelenenergie erforderlich macht. Daneben sind aber netztechnische Erforderlichkeiten ursächlich für den Einsatz von Regelenenergie. Zum Beispiel führen die Netzbetreiber das sogenannte Aufpuffern und Abpuffern durch, das zur Vorbereitung von starken Laständerungen dient. Auch aus der regelmäßig gemächlichen Transportgeschwindigkeit kann sich ein Regelenenergiebedarf ergeben.

Den Netzbetreibern verbleibt für die Einsatzentscheidung in aller Regel verhältnismäßig viel Zeit, weil das Netz aufgrund seiner Speicherfähigkeit ein großes Maß an Schwankungen auszugleichen vermag. Die Speicherfähigkeit des Netzes wird als Netzpuffer bezeichnet, vgl. unten 4.1.1. Wenn der Netzpuffer die Schwankungen ausgleicht, hat der damit erfolgte Regelenenergieeinsatz keine kommerzielle Komponente.

¹⁷ Das Zweivertragsmodell sorgt dafür, dass innerhalb der Marktgebiete ein einziger Handelspunkt existiert, löst das Problem aber nicht für die Grenzen der Marktgebiete. In der europäischen Perspektive bestehen nach wie vor zahlreiche physische Erfüllungsorte an allen buchbaren Grenzpunkten. Als Lösungsansatz für dieses Problem wird vorgeschlagen, die Buchungen und Nominierungen auf den beiden Seiten der Grenzen der Märkte so zusammenzufassen, dass sich dort kein Handelsgeschäft mehr abwickeln lässt; vgl. Kurth 2009, S. 22.

¹⁸ Zu den Begriffsdefinitionen vgl. Hewicker/Kesting, 2007, S. 10. In ähnlicher Weise differenziert der österreichische Regulator e-control die bilanziell und die technisch erforderliche Energie, bezeichnet aber beides als „Ausgleichsenergie“, vgl. e-control, Marktbericht 2008, S. 69 f.

Aus den vorstehenden Gründen gibt es keinen kausalen Zusammenhang zwischen dem Ausgleichsenergiebedarf eines einzelnen Netznutzers und dem Regelenergiebedarf des Netzes. Insbesondere lässt sich nur in extremen, theoretischen Ausnahmefällen ein Netznutzer als Verursacher eines Regelenergiebedarfs erkennen.

3 Bilanzierung gemäß GABi-Gas

Mit der umfassenden Neugestaltung des deutschen Bilanzierungssystems hat die Bundesnetzagentur im Mai 2008 die Abwicklung und Abrechnung von Gastransporten in deutschen Gasnetzen umfassend vereinheitlicht und vor allem für die Netznutzer vereinfacht. Im Vergleich zu den vorher geltenden Regelungen bedeutet GABi-Gas auch für die Netzbetreiber eine deutliche Vereinfachung.

Die Bundesnetzagentur hat für diese Festlegung ihre Festlegungskompetenzen aus der Gasnetzzugangsverordnung eingesetzt, die es ermöglichten, das bisherige Bilanzierungsmodell durch die neuen Regelungen zu ersetzen. Dies war nötig geworden, weil die zuvor geltenden Regelungen zu erheblichen Verzerrungen geführt hatten und den Markteintritt kleinerer Netznutzer stark behinderten. Diese Regelungen hatten sich an einem Zugangsmodell orientiert, das auf das einzelne Gasnetz bezogen war, und enthielten nur wenige netzübergreifende Aspekte.¹⁹ Zudem wurde die Differenz im Bilanzkreis stündlich ermittelt und bei Überschreitung enger Grenzen („Basisbilanzausgleich“) mit hohen Strafzahlungen hart pönalisiert.

Mit GABi-Gas wurde in Deutschland eine reine Tagesbilanzierung eingeführt, die es in den meisten Situationen ermöglicht, Letztverbraucher unter Nutzung von Tagesbandprodukten zu beliefern. Zudem wurde der kostenlose Basisbilanzausgleich de facto aufgehoben und es wurden sehr moderate Entgelte für Differenzmengen festgelegt, die sich an den jeweils aktuellen Marktpreisen orientieren. Die Preise für Ausgleichsenergie sind so festgesetzt, dass sie aus Sicht des Netznutzers immer etwas ungünstiger sind als die Marktpreise: Wer zu wenig Gas in seinem Bilanzkreis hat, muss Ausgleichsenergie für einen Preis dazukaufen, der um rund 10 % über dem Marktpreis liegt. Wer zuviel Gas im Bilanzkreis hat, erhält dafür vom Netzbetreiber einen Preis, der um rund 10 % unter dem Marktpreis liegt. Diese Auf- und Abschläge werden als „Spreizung der Ausgleichsenergieentgelte“ bezeichnet.

Um einen untätigen Missbrauch des Systems zu verhindern, werden die Bilanzkreise zusätzlich stündlich überwacht und für stündliche Abweichungen werden unter bestimmten Umständen durch die Bilanzkreisnetzbetreiber „Strukturierungsbeiträge“ erhoben (vgl. unten 3.4.)

3.1 Datenkette

Aus Sicht der Netznutzer ist die Datenkette von besonders großer Bedeutung, da sie die eigentliche Abwicklung der Bilanzierung darstellt. Zum Verständnis des Bilanzierungssystems gemäß GABi-Gas ist aus dem gleichen Grund die einleitende Darstellung der Datenkette hilfreich.

Die große Bedeutung der Datenbereitstellung ist nicht spezifisch für GABi-Gas; jedes Bilanzierungssystem benötigt einen exakt definierten und reibungslosen Datenaustausch zwischen Netzbetreibern und Netznutzern. Die konkreten Anforderungen an die Datenbereitstellung hängen dabei stark von der Ausgestaltung des Bilanzierungssystems ab. Je kürzer die Bilanzierungsperioden und je höher die Anreize, die sich aus den Ausgleichsenergiepreisen

¹⁹ Zum Beispiel ist die Regelung, dass die Netznutzer „einen der an der Transportkette beteiligten Netzbetreiber“ mit der Bilanzierung beauftragen können (§ 30 Abs. 2 GasNZV), eine netzübergreifende Regelung. Umgekehrt räumt diese Vorschrift zugleich die Möglichkeit ein, dass mehr als ein Netzbetreiber eine Bilanzierung des gleichen Transportes durchführt und dass dies im Belieben des Netznutzers steht. Diese Vorschrift steht im Widerspruch zu der gesetzeshierarchisch stärkeren Regelung aus § 20 Abs. 1b S. 7 EnWG, nach der die Zahl der Bilanzzonen möglichst gering zu halten ist.

und sonstigen Überschreitungsentgelten ergeben, desto höher der Bedarf an aktuellen und belastbaren Daten.²⁰

Im Vergleich zu dem vor GABi-Gas geltenden Bilanzierungssystem und zum künftigen niederländischen System (vgl. unten 3.3.2) ist die Dauer der Bilanzierungsperiode lang und die Entgelte sind verhältnismäßig niedrig. Die Anforderungen an die Datenübermittlung, die sich aus GABi-Gas ergeben, sind also eher niedrig.

Bei Einführung wurde diese Anforderung im deutschen Gasmarkt allerdings als extrem hoch bewertet, da das zuvor geltende System de facto nicht angewendet worden war, denn dieses System war aus Sicht der Netznutzer so risikoreich, dass sie den Marktzutritt nicht gewagt haben. Für die Anwendung von GABi-Gas musste darum ein vollständiges System praktisch ohne Vorlauf implementiert werden. Dies führte dazu, dass vielfach nicht die Verminderung des Aufwandes, sondern die Belastung durch die hohen Anforderungen im Fokus der Aufmerksamkeit stand.

Weil gemäß GABi-Gas für die Allokation der Mengen bei gemessenen und bei nicht gemessenen Letztverbrauchern unterschiedliche Regelungen gelten (vgl. unten 3.2.3 und 3.2.4), unterscheidet sich für die beiden Gruppen auch die Abwicklung der Datenkette. Die getrennte Darstellung der beiden Formen der Datenkette bedeutet dabei nicht, dass es gesonderte Bilanzkreise für die verschiedenen Aktivitäten der Netznutzer gibt. Im Gegenteil erfolgt die Bilanzierung sämtlicher Aktivitäten eines Netznutzers in einem einheitlichen umfassenden Bilanzkreis. Daraus folgt, dass vom Netznutzer bei der Einspeisenominierung seine gemessenen und seine nicht gemessenen Letztverbraucher und seine sonstigen Aktivitäten in den Bereichen Handel am Virtuellen Punkt, Speicherung und Ausspeisung in angrenzende Marktgebiete und Länder zu berücksichtigen sind.

3.1.1 Datenkette für gemessene Letztverbraucher

Bei Letztverbrauchern mit registrierender Leistungsmessung („RLM-Kunden“) werden für die Bilanzierung die gemessenen Werte herangezogen. Die Daten werden dafür unmittelbar nach Abschluss des Gastages ermittelt, zusammengefasst und übermittelt.²¹ Einspeiseseitig werden die Nominierungen für die Bilanz verwendet (vgl. unten 3.2.2.)

Für die Bezeichnung des eigentlichen Liefertages hat sich die Bezeichnung „D“ eingebürgert. Der Vortag der Lieferung ist „D-1“, der Tag nach der Lieferung heißt „D+1“. Jeweils ist der Gastag gemeint, der in Deutschland von 6:00 bis 6:00 Uhr geht.

Der Ablauf der Datenübermittlung ist in Abbildung 2 dargestellt.

Bei gemessenen Kunden ermöglicht die Verfügbarkeit aktueller untertägiger Daten darüber hinaus eine Reaktion der Netznutzer noch während der Bilanzierungsperiode. Die denkbar beste untertägige Datenbasis wäre aus Sicht der Netznutzer dann gegeben, wenn sie für alle gemessenen Letztverbraucher ihres Bilanzkreises über stündliche Messwerte verfügen würden. Die Erforderlichkeit stündlicher Messwerte ist in kleinen Portfolien und bei großen Letztverbrauchern vermutlich stärker als in großen Portfolien und bei kleineren gemessenen Letztverbrauchern. Zudem sind untertägige Messwerte nur dann sinnvoll und erforderlich, wenn der Netznutzer über die Fähigkeit zur angemessenen Verarbeitung dieser Daten und zur stündlichen Reaktion auf die eingegangenen Daten verfügt.

²⁰ Im künftigen niederländischen Bilanzierungssystem ist der Bedarf an aktuellen Daten besonders hoch: Die Netznutzer müssen in jeder Stunde ihren aktuellen Bilanzstatus kennen und ggf. darauf reagieren. (vgl. unten 3.3.2 und GTS 2009, S. 17 ff.)

²¹ Die Festlegung GABi-Gas gibt dazu die Regeln vor, die durch detaillierte Vorgaben in § 21 der KoV III ausgestaltet werden.

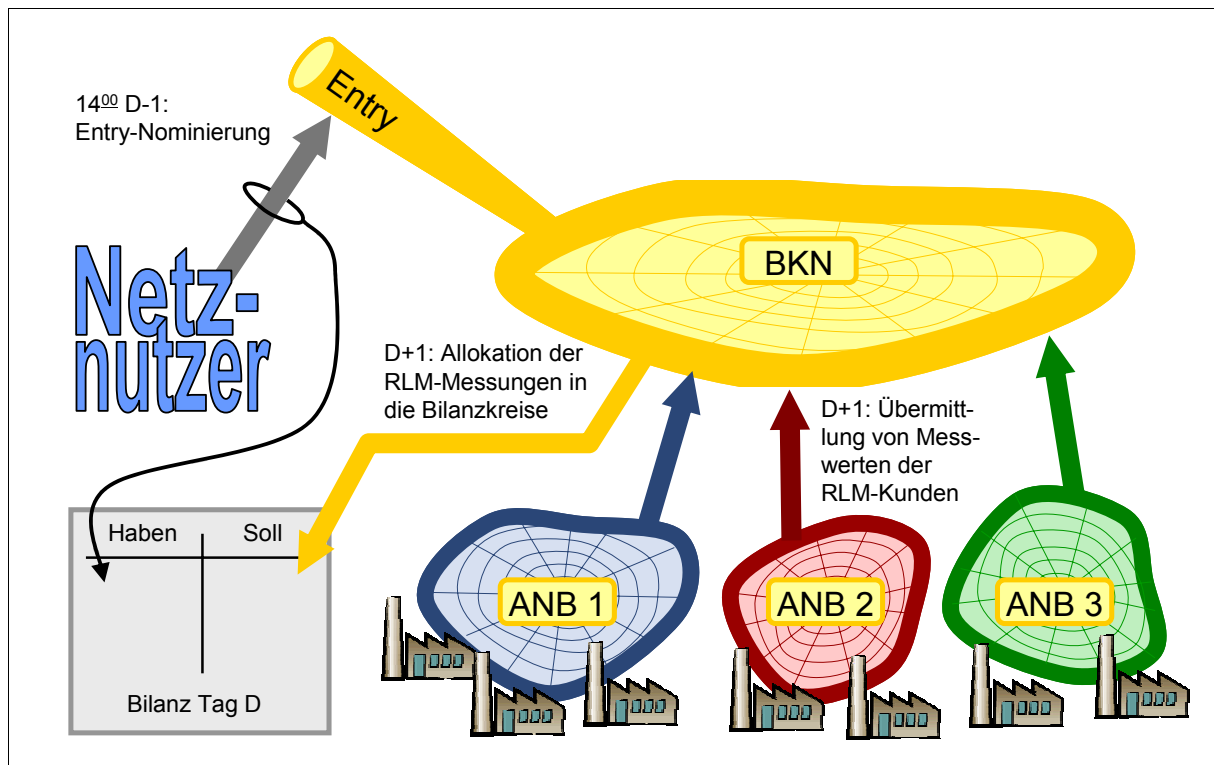


Abbildung 2: Datenkette bei Belieferung eines Portfolios, das nur aus gemessenen Letztverbrauchern besteht. Die Netznutzer müssen ihre Einspeisungen für Bilanzkreise mit gemessenen Letztverbrauchern durch eine Prognose der Entnahme planen und entsprechend um 14:00 Uhr am Vortag der Lieferung (D-1) eine Einspeisenominierung abgeben, die in die Bilanz allokiert wird. Am Tag nach der Lieferung (D+1) übermitteln die Ausspeisungsbetreiber (ANB) die Messungen bei den Letztverbrauchern an den Bilanzkreisnetzbetreiber (BKN), der diese Werte für jeden Netznutzer zusammenfasst und in den Bilanzkreis allokiert. Damit kann die Bilanzierung des Tages D abgeschlossen und abgerechnet werden.

Dessen ungeachtet ist in der Messzugangsverordnung geregelt, dass bei sämtlichen gemessenen Letztverbrauchern Datenübertragungssysteme anzubringen sind, die die stündlichen gemessenen Werte automatisiert an die Bilanzkreisnetzbetreiber und an die Netznutzer übertragen.²² Damit sind nach Umsetzung dieser Regelung für gemessene Kunden sehr gute Voraussetzungen gegeben, die Bilanzdifferenzen gering zu halten.

Bis eine entsprechende flächendeckende Ausstattung sämtlicher gemessener Kunden mit entsprechenden Systemen abgeschlossen ist, müssen die Netznutzer mit deutlich schlechteren Daten auskommen. Nach § 21 Ziffer 1 KoV III werden jedem Bilanzkreisverantwortlichen bis 19:00 Uhr Informationen über die bis 12:00 Uhr gemessenen Ausspeisungen der Letztverbraucher seines Bilanzkreises übermittelt (dies ist unten in Abbildung 9 durch die rosafarbene Fläche und den Sprung in der Einspeisekurve berücksichtigt.) Demnach werden Daten über das erste Viertel des Gastages eine Stunde nach Ende des zweiten Viertels übermittelt. Da diese Daten zudem erst nach Geschäftsschluss der meisten Gashändler eingehen, dürfen sie nur geringe Bedeutung entfalten.

3.1.2 Datenkette für Standardlastprofilkunden

Für kleine Letztverbraucher, die nicht täglich gemessen werden, müssen gesonderte Regelungen angewendet werden. Anstelle der Messung müssen hypothetische Werte verwendet

²² Die Messzugangsverordnung vom 17. Oktober 2008 regelt, dass für gemessene Letztverbraucher Datenübertragungssysteme einzurichten sind, „die die stündlich registrierten Ausspeisewerte in maschinenlesbarer Form an Transportkunden nach § 3 Nr. 31b des Energiewirtschaftsgesetzes, an die an der Erbringung von Ausgleichsleistungen beteiligten Netzbetreiber und auf Verlangen an den Ausspeisungsbetreiber übermitteln.“ (§ 11 MessZV.)

werden, die sich aus sogenannten Standardlastprofilverfahren ergeben. Wie unter 3.2.4 ausführlich beschrieben, findet die verbindliche Ausspeise-Allokation von Standardlastprofilkunden bereits am Tag vor der Lieferung (D-1) statt. Infolgedessen sind auch an diesem Tag die entsprechenden Daten zu übermitteln:

- Der Ausspeisenetzbetreiber wendet auf die Standardlastprofilkunden in seinem Netz die Standardlastprofile an und summiert die gefundenen Prognosewerte für alle Bilanzkreise auf.
- Die bilanzkreisscharfen Summen werden bis 12:00 Uhr am Tag D-1 vom Ausspeisenetzbetreiber an den Bilanzkreisnetzbetreiber übermittelt.²³
- Der Bilanzkreisnetzbetreiber summiert für jeden Bilanzkreis die Werte aller Ausspeisenetzbetreiber in seinem Marktgebiet.
- Dem Netznutzer werden durch den Bilanzkreisnetzbetreiber bis 13:00 Uhr (D-1) die verbindliche Allokation der Standardlastprofilkunden seines Bilanzkreises mitgeteilt.
- Der Netznutzer nominiert bis 14:00 Uhr²⁴ (D-1) die Einspeisungen für seinen Bilanzkreis.

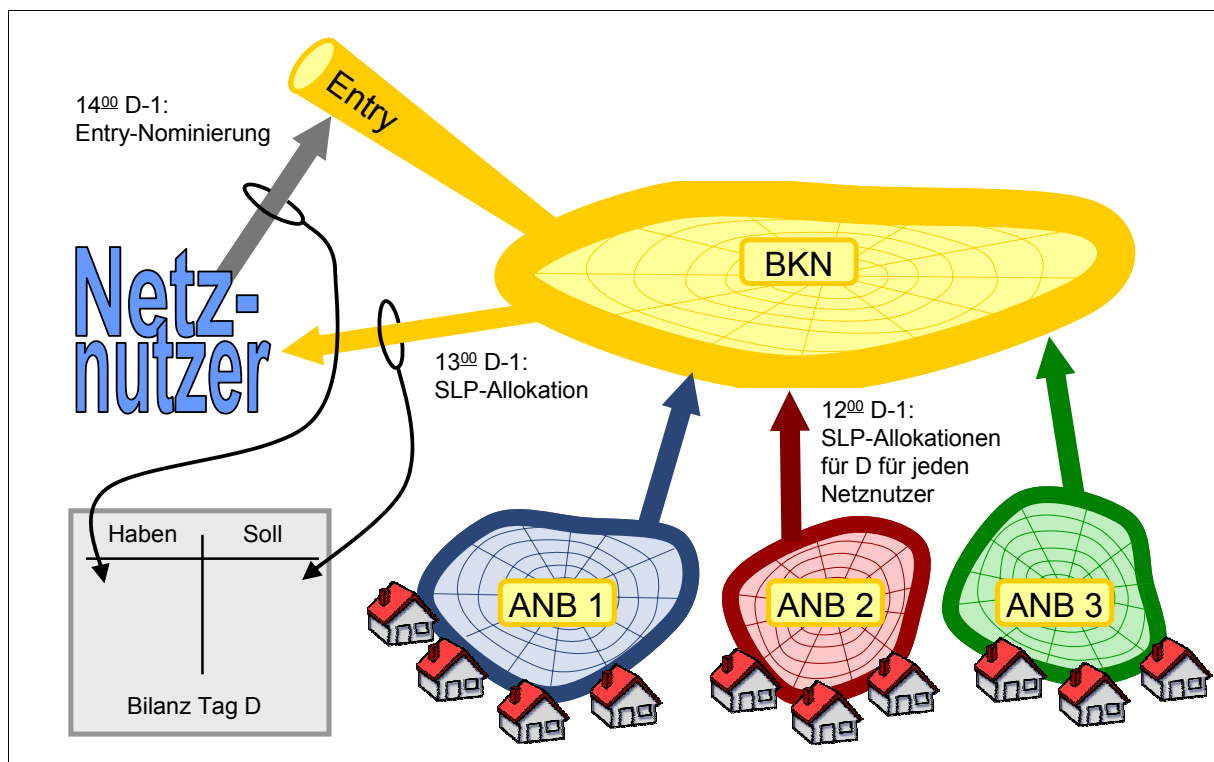


Abbildung 3: Datenkette bei Belieferung eines Portfolios, das nur aus Standardlastprofilkunden besteht. Bis 12:00 Uhr am Vortag der Lieferung (D-1) müssen die Ausspeisenetzbetreiber (ANB) für jeden Bilanzkreis die Summen der Standardlastprofile gebildet und an den Bilanzkreisnetzbetreiber (BKN) übermittelt haben, der die Werte für jeden Bilanzkreis aufaddiert und bis 13:00 Uhr an den Netznutzer übermittelt, der bis 14:00 seine Nominierung tätigen muss. Für den Liefertag D bilden diese Werte des Vortages die verbindliche Grundlage der Bilanzierung.

²³ Die Uhrzeiten der Datenkette zur Bilanzierung wurden nicht direkt in der Festlegung GABi-Gas festgelegt, sondern in § 21 KoV III.

²⁴ Im Zuge der Neuregelung der Kapazitätsbewirtschaftung könnte es erforderlich sein, die Uhrzeiten der Nominierung analog zum Strombereich in den Vormittag zu verlegen, damit die dabei nicht nominierten Kapazitäten anderen Netznutzern zur Verfügung gestellt werden können. In der Folge könnten sich auch die sonstigen Uhrzeiten der Datenkette ändern, vgl. Bundesnetzagentur, Neugestaltung des Kapazitätsmanagements, 2009, S. 18 f.

Wie ebenfalls unten ausführlich dargestellt (vgl. 3.2.2), werden für die Bilanzierung, die am Tag nach der Belieferung (D+1) stattfindet, neben den Standardlastprofil-Werten auch die Nominierungswerte ohne weitere Korrektur verwendet. Zusammengefasst ergibt sich die in Abbildung 3 dargestellte Datenkette.

3.2 Allokation

Für die Abwicklung der Bilanzierung ist es von entscheidender Bedeutung, dass zu jedem Zeitpunkt klar ist, welche Gasmengen der Bilanzierung zugrunde gelegt werden und wie diese ermittelt werden. Die Einführung der Regeln gemäß GABi-Gas hat in dieser Frage Klarheit gebracht und einige grundlegende Änderungen der vorher geltenden Regelungen bewirkt.

3.2.1 Änderung der Allokationsregeln durch GABi-Gas

Vor der Liberalisierung der Energiemärkte wurde für die Durchführung vieler Transporte keine vollständige Bilanzierung der Gasmengen durchgeführt, weil zumeist eine Betriebsmessung für die Netzsteuerung und zur Abrechnung der Lieferungen ausreichte.²⁵ In der ersten Zeit der Liberalisierung, während der Verbändevereinbarungen,²⁶ gab es das Erfordernis der Bilanzierung de facto nur für die wenigen Gasanbieter, die vor allem im Industriekundenbereich Belieferungen unter Durchbrechung der Demarkationsgebiete durchgeführt haben. In der konkreten Abwicklung des Netzzugangs blieb dieser Zustand bis zur Einführung von GABi-Gas weitgehend erhalten.

Die Bilanzierung basierte vor GABi-Gas gedanklich auf einer möglichst exakten Ermittlung der Mengen, die der einzelne Netznutzer tatsächlich an den Netzbetreiber übergeben bzw. aus dem Netz entnommen hatte: Der Netznutzer sollte sich nach Kräften bemühen, die Differenzen zwischen den tatsächlichen Ein- und Ausspeisungen so gering wie möglich zu halten. Damit sollte der Netznutzer daran gehindert sein, das Netz durch individuelle Differenzen zu belasten. Die Regeln dienten also gedanklich gleichzeitig der Absicherung des Netzbetriebs und der Disziplinierung der Netznutzer. Folgerichtig wurden die Vorgänge in einem engen Zeitraster überwacht und Abweichungen wurden stark pönalisiert.

Allerdings war auch vor GABi-Gas eine Allokation von tatsächlichen Mengen in die Bilanzkreise technisch nicht durchführbar: Bei den meisten Allokationen musste auf fiktive Werte zurückgegriffen werden, die eine mehr oder weniger gute Annäherung an die tatsächlichen Werte enthielten:

- Bei gemeinsamen Einspeisungen mehrerer Netznutzer an einem Punkt (z.B. an Grenzkoppelpunkten oder an Speicherpunkten) kam eine vertragliche Aufteilungsregel („Allo-

²⁵ Dass die Bilanzierung nicht erforderlich war und nicht durchgeführt wurde, wird auch daraus erkennbar, dass in den meisten Verteilernetzen zum Zeitpunkt der Einführung von GABi-Gas die Voraussetzungen einer Bilanzierung nicht gegeben waren. So waren keine Standardlastprofile implementiert, die für eine Bilanzierung der Belieferung von Haushalts- und Gewerbekunden unerlässlich sind.

²⁶ Die Konkretisierung der Anforderungen der europäischen Richtlinien zur Liberalisierung von 1998 wurde unter Nutzung einer entsprechenden europäischen Vorschrift in Deutschland zwei Verbänden der Netzbetreiber, BDW und VKU, und zwei Verbänden der gasverbrauchenden Industrie, VIK und BDI, übertragen. Sie handelten für Strom und Gas die sogenannten „Verbändevereinbarungen“ (VV) aus. Während im Strombereich die dritte Verbändevereinbarung („VV II plus“) weitgehend tragfähige Regelungen enthielt, gelang dies bei Gas nicht. Die VV II Gas vom 3. Mai 2002 enthielt ein umständliches und schwerfälliges Zugangsregime. Die weiteren Verhandlungen scheiterten. Unter dem Eindruck dieses Scheiterns der deutschen Gasmarktliberalisierung beschloss die EU 2003 die „Beschleunigungsrichtlinie“, die unter anderem verbindlich vorschrieb, dass es in jedem EU-Mitgliedsstaat eine Regulierungsbehörde geben müsse; vgl. Breuer/Kreienbrock/Seidewinkel/Kopp-Colomb 2006, Schultz 2008, Neveling/Gewehr 2009, Rn 1 ff, Lecheler/Gundel 2003, BMWi 2003, Zander/Müller-Kirchenbauer 2003.

kationsregel“²⁷) zum Einsatz. Meist wurden alle Netznutzer bis auf einen so gestellt, als wäre für sie die nominierte Menge auch transportiert worden und der eine Netznutzer trug die gesamte Differenz zwischen Messwert und Nominierungssumme.

- Für die Ausspeisung bei kleineren Letztverbrauchern war auch damals schon die Anwendung von Standardlastprofilen vorgesehen,²⁸ auch wenn diese in vielen Netzen faktisch noch nicht angewendet wurden. Bei Standardlastprofilen wird der Fiktionscharakter der Allokation besonders deutlich: Die tatsächliche Ausspeisung des einzelnen Letztverbrauchers ist für die Bilanzierung der Netznutzer bedeutungslos. An ihre Stelle tritt ein Wert, der sich aus einer Rechenregel ergibt.
- Nur bei Letztverbrauchern mit stündlicher registrierender Leistungsmessung war eine Bilanzierung auf Basis tatsächlicher gemessener Mengen möglich.

Die eigentliche Allokation, also die Zurechnung der ermittelten Mengen zu einem konkreten Netznutzer und seinem Bilanzkreis, erfolgte vor GABi-Gas erst nach Anwendung aller denkbaren Korrekturen. Insbesondere wurden die Standardlastprofile nach Abschluss des Liefertages auf Basis der dann bekannten Daten korrigiert und die bei gemessenen Letztverbrauchern ermittelten Volumina werden mit dem meist erst ex-post bekannten Brennwert umgerechnet. Damit wurde erneut der Vorstellung Rechnung getragen, bilanziert werden sollte die möglichst exakt bekannte tatsächliche Entnahme.

Da diese Korrekturen regelmäßig viel Zeit in Anspruch nahmen, standen dem Netznutzer die Bilanzabrechnungen immer erst mit einigem Verzug zur Verfügung, was sich vor allem hinsichtlich des damals praktizierten „kumulierten Basisbilanzausgleichs“²⁹ große Probleme bereitete. Dafür wurden die stündlichen Differenzen aufaddiert und bei Überschreiten der Grenze des kumulierten Basisbilanzausgleichs hart pönalisiert.³⁰ Da der Netznutzer aber keine Informationen über den Stand seiner Kumulierung hatte, konnte er sein Verhalten nicht ändern und auch die Pönalen nicht vermeiden.

Das Bilanzierungssystem vor GABi-Gas enthielt insbesondere aufgrund der komplizierten Allokationsverfahren große ökonomische Risiken für die Netznutzer und wirkte aus diesem Grund als eine starke Marktzutrittsbarriere. Nur mit der vergleichmäßigenden Wirkung eines großen Portfolios und mit der Erfahrung eines langjährigen Gasversorgers und mit der Finanzkraft eines etablierten Unternehmens war unter den damaligen Bilanzierungsregeln eine Gasbelieferung wirtschaftlich darstellbar. Folgerichtig gab es vor GABi-Gas so gut wie kein Unternehmen, das neu in die Märkte eingetreten wäre oder das über seinen bisherigen Versorgungsbereich hinaus aktiv Kunden geworben hätte.³¹ Konkurrenz und Wettbewerb konnten unter diesen Bedingungen nicht entstehen.

²⁷ Vgl. § 25 Abs. 2 Nr. 2 und Abs. 3 GasNZV.

²⁸ Vgl. § 29 GasNZV.

²⁹ § 30 Abs. 1 GasNZV regelt neben einer stündlichen Toleranz von 10 % der gebuchten Kapazität eine „kumulierte Toleranzgrenze von mindestens einer Stundenmenge“. Demnach werden die stündlichen Differenzen, die nicht bereits die stündliche Toleranz überschreiten, aufaddiert und erst bei Überschreiten der kumulierten Grenze ausgeglichen. Damit sollte vermieden werden, dass ein Netznutzer ständig 9 % Abweichung aus dem Basisbilanzausgleich entnimmt, ohne dafür aufzukommen.

³⁰ Hügging/Drees/Fest 2006/2007.

³¹ Wenn überhaupt Wettbewerb herrschte, dann betraf er Industriekunden, wenn bei ihnen große Abnahmemengen und eine gute Prognostizierbarkeit eine Belieferung erlaubte. Einige wenige Unternehmen wie Natgas, NUON, E-Wie-Einfach und Mainova haben auch unter den alten Bilanzierungsregeln Haushaltskunden wettbewerbliche Angebote gemacht und auch Letztverbraucher gewonnen. In jedem dieser Einzelfälle lagen Besonderheiten vor, die den Markteintritt trotz der genannten Probleme möglich machten. Damit bestätigten die Einzelfälle die generelle Aussage.

Die Allokation gemäß GABi-Gas hebt die Fiktion auf, die allokierten Werte entsprächen der tatsächlichen Entnahme. Die Allokation erfolgt stattdessen nach Verfahren, die für Netzbetreiber und Netznutzer gleichermaßen akzeptabel sind. Verbleibende Differenzen zwischen tatsächlichen Werten und allokierten Werten werden vernachlässigt oder in geeigneter Weise gesondert abgerechnet.

Die Allokationsregeln gemäß GABi-Gas stellen sicher, dass die Allokation für jeden Netznutzer in gleicher Weise vorgenommen wird, während zuvor zahlreiche Stadtwerke, vor allem bei Anwendung des analytischen Standardlastprofilverfahrens, die Belieferung ihrer „eigenen“ Kunden auf die sogenannte City-Gate-Messung³² gestützt haben. Dadurch konnten sie Risiken auf die meist wenigen drittbeforzugten Kunden abwälzen.

3.2.2 Allokation bei nominierten Ein- und Ausspeisepunkten

Für die Allokation gemäß GABi-Gas gilt an nominierten Ein- und Ausspeisepunkten, dass die Differenzen zwischen der Nominierungssumme und der tatsächlich gemessenen Menge am Ein- oder Ausspeisepunkt im Fernleitungsnetz vernachlässigt werden. Für alle Netznutzer gilt hier die Regel „allokiert wie nominiert“.³³ Dies gilt sowohl für Punkte an den Grenzen der Marktgebiete als auch am Virtuellen Punkt, bei Speichern und Produktionsanlagen, soweit der Netzbetreiber die Netzsteuerung an diesen Punkten durchführt. Etwaige Differenzen werden vom Netzbetreiber ausgeglichen. In die Bilanz der einzelnen Netznutzer werden die nominierten Mengen allokiert.³⁴

3.2.3 Allokation bei gemessenen Letztverbrauchern

Die Gruppe der gemessenen Letztverbraucher ist sehr heterogen. Darunter finden sich einerseits Gaskraftwerke, die für einen einzigen und stark schwankenden Verbraucher, nämlich die Gasturbine, dem Netz Gas entnehmen. Andererseits finden sich darunter große Konglomerate unterschiedlichster Verbraucher, die das Gas teils zur Gebäudeheizung, teils als chemischen Grundstoff und teils für Prozesswärme benötigen. Mitunter können darunter Konglomerate von Einzelentnahmen vorkommen, die jeweils einzeln als Standardlastprofilkunden anzusehen wären, die aber im Zusammenschluss von den dann günstigeren Netzentgelten profitieren.

Die Entnahmen der meisten gemessenen Letztverbraucher sind für den Netzbetreiber wesentlich schlechter zu prognostizieren als die Entnahmen von Standardlastprofilkunden. Außerdem können insbesondere ungeplante Schwankungen bei Industriekunden regelmäßig wesentlich größer sein als die Schwankungen eines Kollektivs von Standardlastprofilkunden. So kann es bei einer Papierfabrik zu einem Abriss des Papiers kommen, wodurch der Prozess von einem Augenblick zum anderen zum Erliegen kommt. Die damit verbundene tatsächliche Laständerung kann bei Weitem die Änderungen übertreffen, die in einer Wohnsiedlung denkbar sind. Gleiches gilt beim plötzlichen Lastanstieg, der z.B. bei einem Gaskraftwerk entsteht, das Strom-Regelenergie bereitstellt.³⁵

³² Damit wird die Messung an der Übergabestation („Stadt-Tor“) vom vorgelagerten Netz zum Stadtwerksnetz bezeichnet.

³³ Soweit die Netznutzer von der Möglichkeit der Renominierung oder der Online-Absteuerung Gebrauch machen, sind die entsprechenden Werte bilanzrelevant.

³⁴ Vgl. Festlegung GABi-Gas Anlage 1 § [9] Absatz 4a und Anlage 2 S. 3.

³⁵ Diese Fälle wurden bei den Vorüberlegungen vor der Einführung des neuen Bilanzierungsmodells ausführlich diskutiert, vgl. Stratmann 2008, S. 331.

Die Netzbetreiber müssen für diese kurzfristigen und größtenteils unplanbaren Schwankungen Vorsorge treffen. Aufgrund der kurzen Vorlaufzeit müssen solche Schwankungen zunächst immer durch den Netzpuffer aufgefangen werden; die Netzbetreiber müssen darum dafür sorgen, dass der Netzpuffer stets in ausreichendem Maß gefüllt ist und einen entsprechenden Abstand von den kritischen Grenzen des Systems einhalten.

Obwohl gemessene Kunden dem Netz die genannten Schwierigkeiten machen können, wurden sie durch GABi-Gas in die Tagesbilanzierung überführt. Bilanzrelevant ist jeweils die am Ende des Gastages gemessene Ausspeisemenge.

Die zeitaufwändige Brennwertkorrektur ist zwar weiterhin auch für gemessene Letztverbraucher erforderlich, um sicherzustellen, dass der Letztverbraucher nur für tatsächlich gelieferte Energie zahlt. Diese Korrektur wird im Rahmen der täglichen Bilanzierung aber zunächst vernachlässigt und getrennt in einer monatlichen Mehr- und Mindermengen-Abrechnung abgerechnet.

3.2.3.1 Typische Bilanzdifferenzen bei Belieferung von gemessenen Letztverbrauchern

Das Bilanzierungssystem zielt darauf, dass die Netznutzer möglichst geringe Bilanzdifferenzen aufweisen, weil dies in der Regel zugleich eine Minimierung der Netzbelastung darstellt. Ein Netznutzer mit einem ausgeglichenen Bilanzkreis verursacht meist (allerdings nicht immer) ein kleineres Steuerungsproblem als ein Netznutzer mit großen Bilanzdifferenzen.

Bei gemessenen Letztverbrauchern, bei denen erst nach Ende des Gastages die allokierten Mengen bekannt sind, treten an jedem Tag Differenzen auf, die auch für die Bilanzierung relevant sind. Die Netznutzer müssen auf diese Tatsache aktiv reagieren. Dies tun sie gegenwärtig in relativ einheitlicher Weise, soweit sich das aktuell erkennen lässt:

- Die Prognose gemessener Letztverbraucher ist in den meisten Fällen schwierig und erfordert die Anwendung komplexer Prognosewerkzeuge. Diese Werkzeuge setzen vor allem auf historischen Werte und ihren Korrelationen zu den Wochentagen, zu den Wetterdaten u.ä. auf. Viele Netznutzer sind gerade dabei, solche Verfahren zu entwickeln.³⁶
- Nur wenige Netznutzer machen derzeit von der Möglichkeit Gebrauch, ihre Einspeisungen während des Gastages an die dann bessere Prognose der Tagesentnahme anzupassen. GABi-Gas sieht zwar eine untertägige Datenbereitstellung vor, aber nur wenige Netznutzer reagieren auch tatsächlich darauf. Die aktive Nachsteuerung ist gegenwärtig vermutlich teurer als die Ausgleichsenergie.
- Für die Entscheidungsfindung in einem Handelsgeschäft ist es regelmäßig vorteilhaft, die Kosten zunächst zu hoch anzusetzen und ggf. eine nachträgliche Erstattung zu erhalten als umgekehrt mit zu geringen Kostenerwartungen zu beginnen und eine Nachzahlung zu riskieren. Dies bedeutet für die Prognose der Entnahmen gemessener Letztverbraucher, dass die Netznutzer es vorziehen, die Entnahme zu überschätzen und eine Erstattung in Form von Ausgleichsenergieentgelten zu erhalten. Hieraus ergibt sich die Tendenz einer regelmäßigen Überspeisung der Bilanzkreise.
- Die tradierte Welt der Gasversorgung ist noch stark von der physischen Vorstellungen geprägt: der Netznutzer „hat“ das Gas, das er dem Letztverbraucher „liefert“. Darin spielt die Vorstellung eine wichtige Rolle, lieber zuviel Gas, jedenfalls aber genug Gas zu „haben“, als einen Mangel zu riskieren. Auch diese Vorstellung führt dazu, dass die Bilanzkreise tendenziell überspeist werden. Damit wird die Tatsache vernachlässigt, dass in

³⁶ Vgl. Hartlehnert/Glaser 2008.

einer liberalisierten Umgebung mit getrennten Sphären die physische Belieferung aller Letztverbraucher alleinige Zuständigkeit des Netzbetreibers ist.

Da Differenzen in Bilanzkreisen, die bei der Belieferung von RLM-Kunden nie völlig vermieden werden können, von den Netznutzern nicht physisch ausgeglichen werden, verbleiben diese Differenzen im Netz und müssen ggf. durch Regelenergie ausgeglichen werden.

3.2.4 Allokation bei nicht gemessenen Letztverbrauchern

Bei Letztverbrauchern, deren Entnahme nicht zumindest täglich gemessen wird, muss für die Bilanzierung ein Hilfswert angewendet werden. Dazu wird eine standardisierte Entnahme angenommen, also ein unabhängig vom konkreten aber unbekannten Verhalten des einzelnen Letztverbrauchers für die Bilanzierung verwendbarer Entnahmewert. Das Verfahren zur Ermittlung dieser Werte wird als „Standardlastprofil“ bezeichnet.³⁷

Es ist in sämtlichen Bilanzierungssystemen erforderlich, für Haushaltskunden und kleinere Gewerbekunden fiktive Werte zu allokalieren.³⁸ In GABi-Gas wurde dies in einer Weise ausgestaltet, dass der fiktive Wert bereits am Vortag der Lieferung verbindlich feststeht. Die Netzbetreiber müssen darum für jeden Standardlastprofilkunden am Tag D-1 verbindliche Verbrauchsprognosen erstellen, die von den Netzbetreibern für jeden Bilanzkreis aufaddiert werden. Diese bilanzkreisbezogene Summe der Standardlastprofile wird dem Netznutzer gemäß GABi-Gas vor dessen Nominierung verbindlich übermittelt. Dies wird durch die in GABi-Gas und in der Kooperationsvereinbarung festgelegte Datenkette erreicht (vgl. oben Abbildung 3.)

Für die Netznutzer hat dieses Verfahren den Vorteil, dass sie sich mit den Details der Standardlastprofile nicht mehr befassen müssen. Sie benötigen zwar für die Vorbereitung ihres Geschäftes in vielen Fällen eine ungefähre Prognose des Bedarfs der Standardlastprofilkunden ihres Portfolios, aber die genaue Allokation dieser Letztverbraucher wird ihnen verbindlich mitgeteilt. Dies hat unter anderem die Folge, dass die Anwendung unterschiedlicher Profile in den verschiedenen Ausspeisenetzen nicht zu einem zusätzlichen Transaktionsaufwand bei den Netznutzern führt.

Da für die Bilanzierung der am Vortag mitgeteilten Werte keine Korrektur vorgesehen ist, könnte die Bilanzierung hinsichtlich dieser Mengen bereits am Vortag abgeschlossen werden. Da aber bei gemessenen Letztverbrauchern die bilanzrelevanten Daten erst nach Ende des Liefertages bekannt sind, können Bilanzkreise, aus denen sowohl gemessene Kunden als auch Standardlastprofilkunden beliefert werden, frühestens am Tag D+1 bilanziert werden.

Die abschließende verbindliche Allokation von Standardlastprofilmengen am Vortag ermöglicht eine differenzfreie Führung von Bilanzkreisen mit Standardlastprofilkunden. Soweit der Netznutzer in der Lage ist, für jeden Tag ein passendes Tagesband zu nominieren, kann die Belieferung der Haushalts- und Gewerbekunden ohne Nachsteuerung und ohne Risiken erfolgen. Damit wurde durch die Einführung der neuen Bilanzierungsregeln der Endkundenmarkt wirksam für den Wettbewerb geöffnet; die vormals besonders risikoreiche und schwie-

³⁷ In § 29 Abs. 1 und 2 GasNZV ist angegeben, bis zu welcher Größe des Letztverbrauchers ein Standardlastprofilverfahren angewendet werden soll.

³⁸ Bei einer Einführung intelligenter Zähler im Gasbereich könnte sich dies gegebenenfalls ändern, da in diesem Fall für Standardlastprofilkunden die für eine RLM-analoge Abrechnung erforderlichen Daten verfügbar wären. Auch eröffnete sich damit die Option, aus einer kleinen Gruppe von Haushaltskunden mit intelligenten Zählern mit im Vergleich zu gegenwärtigen Standardlastprofilen großer Treffsicherheit auf das Verbrauchsverhalten aller Haushaltskunden des Netzes zu schließen. Für vorgelagerte Netze wird ein analoges Verfahren entwickelt und vorgeschlagen in Beck/Schröder/Wehrmann 2007.

rige Abwicklung von Haushaltskundenbelieferungen wurde durch GABi-Gas zum einfachsten Fall der Bilanzierung.

Wie bei gemessenen Letztverbrauchern ist auch bei Standardlastprofilkunden eine Korrektur erforderlich, in der die Differenzen zwischen der Allokation und den tatsächlichen Mengen ausgeglichen wird. Im Rhythmus der Ablesung des Kunden, die bei diesen Kunden aber regelmäßig nur einmal im Jahr erfolgt, werden die dem Kunden aufgrund des Profils zugeordneten Mengen und sein tatsächlicher Verbrauch abgeglichen und die Differenzen werden abgerechnet. Dieser Vorgang wird als Mehr- und Mindermengenabrechnung bezeichnet.³⁹

Die Gasnetzzugangsverordnung räumt den Netzbetreibern die Möglichkeit ein, zwischen dem synthetischen und dem analytischen Standardlastprofilverfahren zu wählen.⁴⁰

3.2.4.1 Synthetisches Standardlastprofil

Im synthetischen Verfahren werden Profilwerte durch Anwendung eines vorab definierten Algorithmus' ermittelt, in den in geeigneter Weise Prognosewerte für die Temperatur eingehen. Gemäß dem Verfahren, das in der TU München erarbeitet wurde,⁴¹ werden zur Vorbereitung der Anwendung des Verfahrens Messwerte der einzelnen Standardlastprofilkunden des jeweiligen Netzes erhoben und für verschiedene Gruppen von Letztverbrauchern (Wohnung, Einzelhaus, Bäckerei etc.) gegen die Temperatur aufgetragen. Diese werden dann durch eine Sigmoidfunktion angenähert, wie folgende Abbildung zeigt.

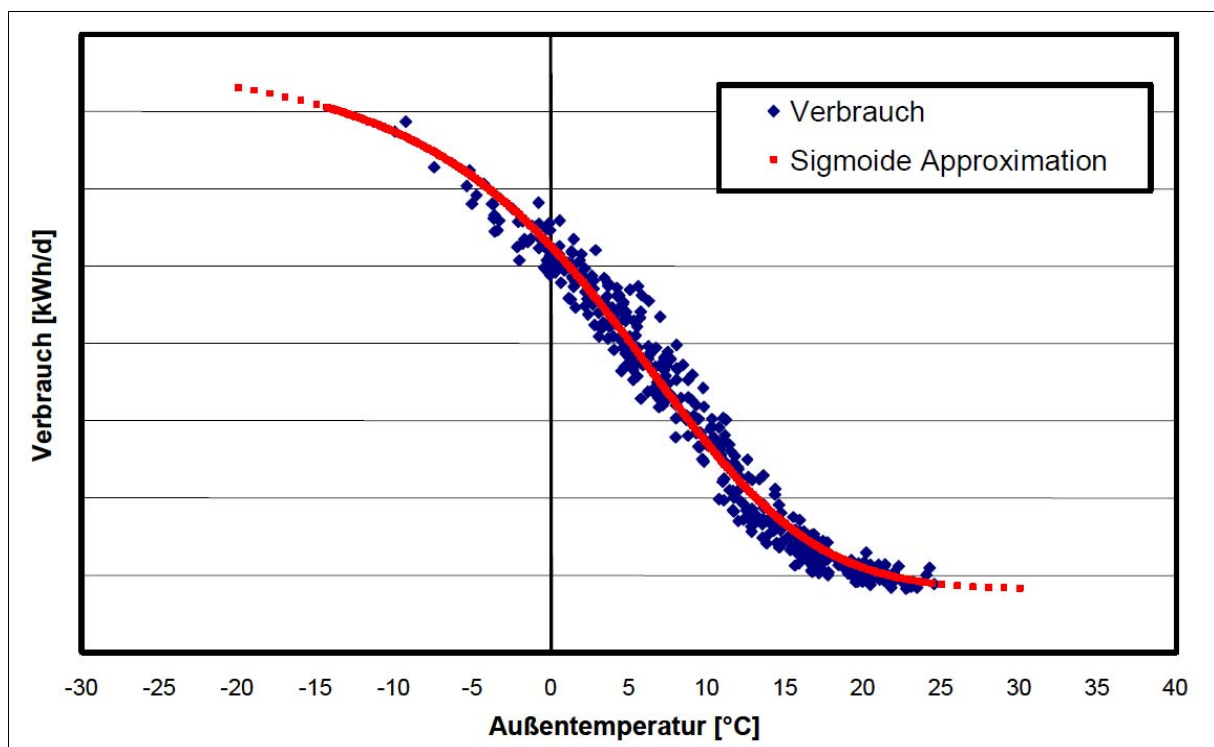


Abbildung 4: Herleitung der Sigmoidfunktion, die der Anwendung eines synthetischen Standardlastprofils zugrunde liegt. Bei einer (möglichst großen) Anzahl von Letztverbrauchern der Kundengruppe, für die das Profil gilt (z.B. alleinstehendes Einfamilienhaus, Bäckerei), wird der Verbrauch täglich gemessen und gegen die Temperatur aufgetragen. Die entstehende Punktwolke wird durch eine Sigmoidfunktion angenähert. Abbildung aus Hellwig 2003, S. 39.

³⁹ Vgl. BDEW/VKU-Leitfaden zur Be- und Abrechnung von Mehr-/Mindermengen Gas, 2009.

⁴⁰ Vgl. § 29 GasNZV, der in sich aber unstimmt und widersprüchlich ist. Unter anderem sind in Abs. 5 gleichzeitig die Auswahl zwischen analytischem Profil, ein Detail der Mehr- und Mindermengenabrechnung und ein Verfahrensschritt des analytischen Profilverfahrens angesprochen, ohne dass eine der Regelungen vollständig wäre.

⁴¹ Vgl. Hellwig 2003.

Die Sigmoidfunktion ermöglicht, dass der Netzbetreiber durch Verwendung der Prognosetemperatur für den Folgetag die Verbrauchsmenge des Folgetages vorhersagt. Das Ganze wird für jeden einzelnen Standardlastprofilkunden auf seinen abgelesenen Jahresverbrauch skaliert, sodass der Profilwert für Null Grad z.B. sein könnte: der Reihenhauskunde wird morgen 0,62 % seines Jahresverbrauchs verbrauchen.

In der Realität ist der Gasverbrauch auch von anderen Parametern als der Temperatur abhängig, die für ein exaktes Profil ebenfalls berücksichtigt werden müssten, z.B. Windgeschwindigkeit, Temperaturgradient, Globalstrahlung. In der Praxis unterbleibt eine Berücksichtigung dieser Werte aber meist.

Dieser Algorithmus wurde in der Vergangenheit von manchen Netzbetreibern dahingehend verändert, dass der synthetisch ex-ante ermittelte Wert ex-post auf Basis der tatsächlichen Werte für die zugrunde gelegte Temperatur korrigiert wurde. Dies kann zwar geeignet sein, die angewendeten Profilwerte und die tatsächlichen Entnahmen einander stärker anzunähern, nach GABi-Gas kann dies aber nicht mehr erfolgen, weil es mit der Anforderung einer verbindlichen Übermittlung des Profil-Wertes am Vortag nicht vereinbar ist.

Von erheblicher Bedeutung für die Qualität synthetischer Standardlastprofile ist die Berücksichtigung der Hysterese, die sich aus der thermischen Gebäudeträgheit ergibt. Bei einem Absinken der Temperatur steigt der Heizbedarf der Häuser erst verzögert, weil die Gebäudehülle Wärme gespeichert hat. Dies kann bei starken Temperaturänderungen einen Fehler von bis zu 20 % bedingen.

Dieser Fehler tritt bei ansteigenden Temperaturen in umgekehrter Richtung auf, wodurch sich über die Abrechnungsperiode der Mehr- und Mindermengen die Fehler weitgehend ausgleichen können.

Das gängige Anwendungsverfahren der synthetischen Standardlastprofile gemäß TU-München begegnet dieser Hysterese mit einer gewichteten Einbeziehung der Temperaturwerte der zurückliegenden Tage nach der folgenden Formel:⁴²

$$T = \frac{T_D + 0,5 \cdot T_{D-1} + 0,25 \cdot T_{D-2} + 0,125 \cdot T_{D-3}}{1 + 0,5 + 0,25 + 0,125}$$

Darin sind T_D und T_{D-1} die prognostizierte Tagesmitteltemperatur des Liefertages D des Vortages D-1. T_{D-2} und T_{D-3} sind die gemessenen Tagesmitteltemperaturen des zweiten und dritten Tages vor der Lieferung. Die auf diese Weise für das Standardlastprofil ermittelte Temperatur wird als Mehrtagesmitteltemperatur bezeichnet. Der vergleichmäßigende Effekt dieser Mittelung ist in Abbildung 5 verdeutlicht.

3.2.4.2 Schwächen des synthetischen Standardlastprofils

Das synthetische Standardlastprofilverfahren ist in der Lage, rechtzeitig am Tag vor der Lieferung eine verbindliche Entnahmeprognose für die Letztverbraucher zu liefern. Der grundsätzliche Vorteil besteht darin, dass das Verfahren zumindest im Prinzip ein geschlossener Algorithmus ist, sodass die Netznutzer bei Anwendung des gleichen Verfahrens und der gleichen Parameter das Ergebnis selbst vorhersagen oder plausibilisieren können.

Diesem Vorteil stehen auch erhebliche Schwächen gegenüber: Das synthetische Standardlastprofilverfahren kann große Ungenauigkeiten aufweisen, die zwar nicht bilanzrelevant sind,

⁴² Das von der TU-München vorgeschlagene Verfahren (vgl. Hellwig, 2003) wurde vom Bundesverband der Gas- und Wasserwirtschaft aufgegriffen; vgl. BDEW-Praxisinformation P19 2008, S. 22

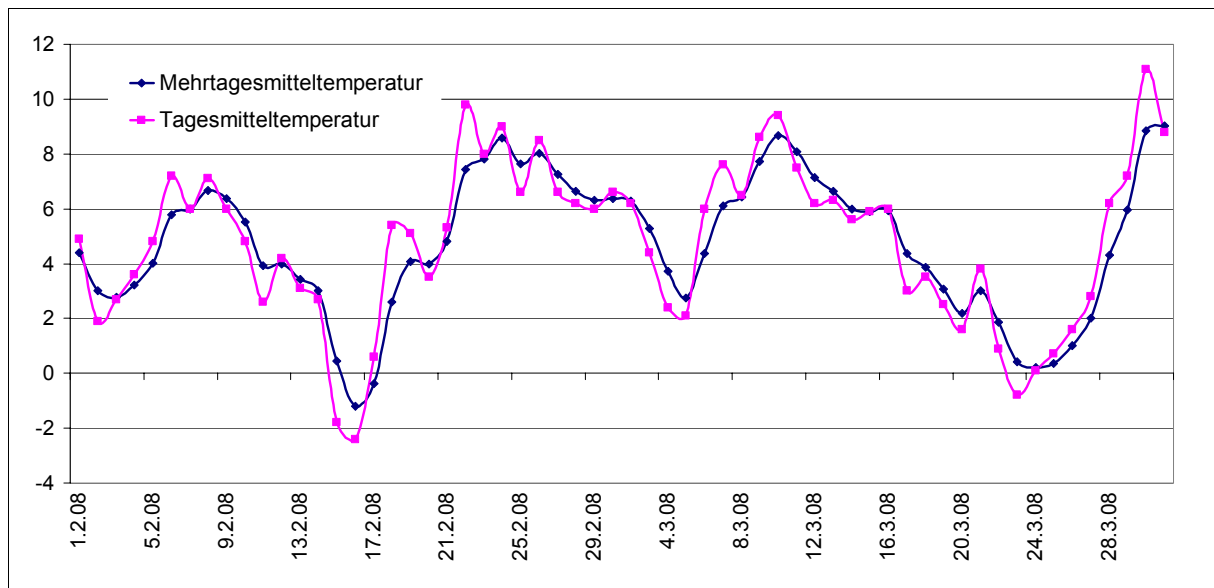


Abbildung 5: Wirkung der Bildung der Mehrtagesmitteltemperatur. Der Verlauf der Mehrtagesmitteltemperatur (blau) ist gegenüber dem Verlauf der gemessenen Temperatur (rosa) verzögert und geringfügig abgeflacht. Einzelne Tage mit stärkeren Temperaturabweichungen bleiben praktisch unbeachtet (Temperaturdaten aus München, www.dwd.de/bvbw/appmanager/bvbw/dwdwwwDesktop?nfpb=true&windowLabel=T3200039671164966383319&state=maximized&pageLabel=dwdwww.start, zuletzt aufgerufen 5.11.2009.)

die aber als Differenzen im Netz verbleiben und ggf. durch Regelenergie ausgeglichen werden müssen. Nach Ablesung der Letztverbraucher müssen die Fehler im Rahmen der Mehr- und Mindermengenabrechnung vom Netznutzer ausgeglichen werden. Fehler in den synthetischen Profilwerten ergeben sich z.B. aus

- Fehlern in der Parametrierung der Sigmoidfunktion, die sich aus der Analyse von exakt gemessenen Entnahmen von Letztverbrauchern ergeben. Wenn zu wenige Punkte gemessen wurden oder für bestimmte Temperaturbereiche zu wenige Messpunkte vorliegen, können die Parameter fehlerhaft sein.
- Fehlern in der Temperaturprognose, die insbesondere in der Übergangszeit im Frühjahr und im Herbst von großem Einfluss sind, weil dann der Verlauf der Sigmoidfunktion besonders steil ist.⁴³
- Fehlern im Verlauf der Sigmoidfunktion. Insbesondere bei starker und bei schwacher Last ist die Annäherung durch eine Sigmoidfunktion problematisch. Die Funktion flacht bei tiefen Temperaturen ab und steigt nicht linear weiter. Das bedeutet, dass die Gasentnahme bei sinkender Temperatur nicht kontinuierlich weiter ansteigt. Dieses Verhältnis zwischen Gasentnahme und Temperatur ist unerwartet: Je kälter es ist, desto höher sollte der Gasbedarf sein. Ein Abflachen der Kurve kann auftreten, wenn die Gasheizungen zu klein ausgelegt sind und bei tiefen Temperaturen an ihre Leistungsgrenze kommen und ununterbrochen betrieben werden. Dann kann der Verbrauch bei weiter sinkender Temperatur nicht mehr ansteigen. Das ist mit zunehmendem Isolationsgrad der Häuser allerdings immer seltener der Fall. Ein anderer Grund für das Abflachen der Kurve kann sich aus der früher üblichen Praxis ergeben, bei tiefen Außentemperaturen einzelne Räume (Schlafzimmer, Flur etc.) unbeheizt zu lassen. Auch dies ist nicht mehr üblich, weshalb eine Sigmoidfunktion das Verhalten der Letztverbraucher bei tiefen Temperaturen nicht zutreffend wiedergibt.

⁴³ Eine grafische Darstellung dieser Tatsache in BDEW/VKU-Leitfaden zur Be- und Abrechnung von Mehr- und Mindermengen Gas, 2009, S. 9.

- Fehlern in der zugrunde gelegten Jahresmenge, die durch unterjährige Änderungen stark beeinflusst werden können: Auszug der Kinder, Erneuerung der Fenster, Einbau eines Gasherdes etc. Diese Veränderungen werden erst in der Jahresmenge im übernächsten Jahr korrekt erfasst.

Die genannten Schwächen ergeben sich überwiegend daraus, dass die synthetischen Standardlastprofile praktisch keiner nachträglichen Justierung unterliegen. Der Algorithmus ist vorgefertigt und wird angewendet. Differenzen werden am Ende abgegolten. Eine weitere Schwäche ergibt sich unmittelbar aus der Parametrierung der Profile: Da die Parameter für jedes Netz individuell ermittelt werden müssen, stößt das Verfahren bei kleinen Netzen schnell an seine Grenzen. Es stehen weder genügend Messwerte noch genügend Ressourcen für eine saubere Parametrierung zur Verfügung.

3.2.4.3 Analytisches Standardlastprofil

Im analytischen Verfahren wird für die Ermittlung der Tagesmengen der einzelnen Letztverbraucher von der am City-Gate gemessenen Einspeisung ins Netz die gesamte gemessene Ausspeisung zu gemessenen Letztverbräuchern und zu Speichern und angrenzenden Netzen abgezogen. Die so ermittelte Restlast wird auf die Standardlastprofilkunden aufgeschlüsselt. Für diese Aufschlüsselung sind ähnlich zum synthetischen Verfahren Parametrierungen erforderlich. Der wichtigste Unterschied der beiden Verfahren besteht darin, dass im analytischen Verfahren für jeden Gaswirtschaftstag eine einzelnetzstarke Normierung der Profilsomme erfolgt, die beim synthetischen Verfahren unterbleibt.

Durch GABi-Gas ist bei der Anwendung des analytischen Standardlastprofils ein Zeitversatz von 48 Stunden eingeführt worden, der auch bei diesem Verfahren eine Vorabmitteilung eines verbindlichen Wertes ermöglicht: Die analytisch bestimmte Entnahme des Profilkunden am Tag D-2 bildet die Basis für die Bilanzierung am Tag D.

Dieser Zeitversatz macht deutlich, dass es bei der Bilanzierung gemäß GABi-Gas nicht mehr um eine möglichst exakte Bilanzierung tatsächlicher Mengen geht.

3.2.4.4 Schwächen des analytischen Standardlastprofils

Die Stärke des analytischen Verfahrens besteht darin, dass die allokierten Mengen an jedem Tag anhand eines neutralen Messwertes neu skaliert werden. Damit wird erreicht, dass der Bedarf an dauerhafter Regelenergie, der von diesem Verfahren ausgehen kann, minimiert ist. Wie das synthetische Verfahren hat auch das analytische Verfahren Schwächen, die sich insbesondere aus dem Zeitversatz ergeben.

Der 48-stündige Zeitversatz kann zu einem Regelenergiebedarf führen, weil vor allem bei starken Temperaturänderungen der analytisch ermittelte Wert des Vor-Vortages nur ungenau mit der tatsächlichen Entnahme übereinstimmt, wobei allerdings die oben genannte thermische Gebäudeträgheit den Effekt etwas abmildert. Gleiches gilt am Wochenende, wo die Dienstags-Entnahme mit den Sonntagswerten bilanziert wird. Allerdings gleichen sich beide Fehler im Blick auf die Ableseperiode der Standardlastprofilkunden aus: Bei dem Fehler von Freitag auf Sonntag gelten ebenso umgekehrte Vorzeichen wie bei starken Temperaturänderungen in Gegenrichtung.

Die sonstigen Schwächen des analytischen Verfahrens zeigen sich eher auf der Seite der Netznutzer:

- Für den Netznutzer ist es problematisch, dass er keine Möglichkeit hat, den analytischen Allokationswert vorher zu errechnen. Eine Vorbereitung auf den Gastag ist vor der Mitteilung des Allokationswertes darum schwieriger als beim synthetischen Verfahren.

- Die Aufteilung der gemessenen Mengen auf die einzelnen Letztverbrauchergruppen kann fehlerhaft sein; diese Fehler werden in der Mehr- und Mindermengenabrechnungen zwar ausgeglichen, können dort aber dazu führen, dass die Abrechnungen bei den verschiedenen Letztverbrauchergruppen unterschiedlich ausfallen.
- Sämtliche Messfehler, die in den zugrunde liegenden Messungen am City-Gate und bei den gemessenen Kunden auftreten, werden auf die Standardlastprofile bezogen und gehen dort in die allokierten Werte ein. Diese Fehler werden im Rahmen der Mehr- und Mindermengenabrechnung wieder korrigiert.

Insgesamt zeigt sich, dass die Fehler des analytischen Verfahrens geringer und weniger gewichtig sind als die Fehler des synthetischen Verfahrens. Vor allem führt die tägliche Skalierung dazu, dass sich keine Fehler unentdeckt aufsummieren können.⁴⁴

3.2.4.5 Bedeutung der Qualität der Standardlastprofile für Netzbetrieb und Netzkonto

Abweichungen zwischen Profilen und Entnahmen sind für die Gesamteffizienz des Systems von Bedeutung, da jede Abweichung durch Einsatz von interner oder externer Regelenergie (vgl. unten 4) ausgeglichen werden muss. Aus diesem Grund haben die Netzbetreiber im Rahmen der Umsetzung der Vorgaben der Festlegung GABi-Gas in der Kooperationsvereinbarung⁴⁵ für eine Überwachungsmöglichkeit gesorgt: Die vor GABi-Gas im Rahmen der integrierten Belieferung zur Abrechnung der Stadtwerkebelieferung genutzte Messung an den Einspeisungen in die nachgelagerten Netze, am „City-Gate“, wird herangezogen, um die Qualität der verwendeten Standardlastprofile zu überwachen.

Zu diesem Zweck haben die Ausspeisenetzbetreiber die Summen der zur Allokation angewendeten Lastprofile und die Restlast ihres Netzes in sogenannten Netzkonten einander gegenüberzustellen. Ideale Lastprofile würden hierbei eine Null-Abweichung aufweisen, reale Profile werden immer zu einer Abweichung führen, die bei einer konsequenten Optimierung aber im kleinen einstelligen Prozentbereich gehalten werden können sollte.

Größere Abweichungen in den Netzkonten sind als Zeichen dafür zu werten, dass die jeweiligen Netzbetreiber ihre Lastprofile weiter optimieren könnten und zum Wohle der Gesamteffizienz dies auch tun sollten, und sie sind gemäß der Kooperationsvereinbarung mit wirtschaftlichen Konsequenzen verbunden.⁴⁶

3.2.4.6 Bedeutung der Qualität der Standardlastprofile für Netznutzer

Die Abweichungen zwischen Profilwert und tatsächlicher Entnahme werden vom Netznutzer im Rahmen der Mehr- und Mindermengen-Abrechnung ausgeglichen. Soweit die Fehler der Standardlastprofile mittelwertfrei⁴⁷ sind, sind die Fehler für die Netznutzer nur von geringer Bedeutung. Wenn systematische Fehler vorliegen, was insbesondere bei synthetischen Profilen der Fall sein kann, weil diese nicht regelmäßig an einem Messwert normiert werden, kann über die Abrechnungsperiode von einem Jahr eine nicht unerhebliche Abweichungsmenge zusammenkommen, was dann den Netznutzer ggf. erheblich belasten kann.

⁴⁴ Bei Einführung von GABi-Gas wurde vorhergesagt, das analytische Verfahren „verschwindet aus dem Markt“ (Niehörster/Michels/Nailis 2008, S. 47.) Diese Vorhersage ist bisher nicht eingetreten und hätte vor dem Hintergrund der deutlich höheren Genauigkeit dieses Verfahrens auch nachteilige Wirkungen.

⁴⁵ § 22 KoV III.

⁴⁶ Vgl. § 22 Ziffer 5 KoV III: Entspricht der Kontostand des Netzkontos nicht „der guten gaswirtschaftlichen Praxis“ hat der Ausspeisenetzbetreiber die „hieraus resultierenden Regelenergieaufwendungen“ zu erstatten.

⁴⁷ „mittelwertfrei“ bedeutet: mit einem Mittelwert von Null.

Da es praktisch kein Portfolio geben dürfte, das nur einen einzigen Standardlastprofilkunden enthält, sind auch hier weniger die individuellen Abweichungen von Bedeutung als die saldierten Abweichungen. Allerdings könnte es (vor allem bei weiterer Ausdifferenzierung des Wettbewerbs um Letztverbraucher) Portfolien geben, in denen bestimmte Gruppen von Standardlastprofilkunden überrepräsentiert sind (z.B. nur Bäckereien, nur Senioren.) Auch in diesen Fällen ist anzustreben, dass das Standardlastprofil zu geringen Abweichungen führt – alle Gruppen sollten demnach ähnlich gut im Profil abgebildet sein. Diese Frage ist auch bei analytischen Profilen von Gewicht, weil die Behandlung der Gruppen nicht regelmäßig skaliert wird, sondern nur die Behandlung aller Standardlastprofilkunden insgesamt.⁴⁸

Die im vorstehenden Abschnitt 3.2.4.5 beschriebenen Netzknoten sind für die Netznutzer zugänglich⁴⁹ und geben ihnen eine Indikation über die Qualität der im einzelnen Ausspeisernetz eingesetzten Standardlastprofile. Sie können dadurch abschätzen, ob sie mit einer größeren Mehr- oder Mindermengenabrechnung rechnen müssen. Eine klare Aussage über die Höhe dieser Abrechnung ist allerdings aus den Netzknoten nicht ableitbar, weil die einzelnen Portfolien nur einen Ausschnitt der Restlast des jeweiligen Netzes umfassen.

3.3 Ausgleichsenergiepreise

Differenzen des Bilanzkreises am Ende der Bilanzierungsperiode werden vom Bilanzkreisnetzbetreiber mit dem Ausgleichsenergiepreis abgerechnet. Die Höhe dieser Preise ist Gegenstand umfangreicher Diskussionen und wird in verschiedenen Bilanzierungsregimes auch unterschiedlich ermittelt.

Nachfolgend sollen neben dem für Deutschland geltenden Preissystem gemäß GABi-Gas auch die Alternativen dargestellt werden, die sich für die Bepreisung der Ausgleichsenergie ergeben und die in anderen Bilanzierungsregimes angewendet werden.

3.3.1 Ausgleichsenergiepreise gemäß GABi-Gas

Für die Bestimmung der Ausgleichsenergiepreise werden gemäß GABi-Gas die Spotmarktpreise der vier liquidesten europäischen Handelsplätze als Referenzpreise herangezogen: National Balancing Point (NBP) in Großbritannien, Title Transfer Facility (TTF) in den Niederlanden, Zeebrugge Hub in Belgien und der Virtuelle Handelspunkt im Marktgebiet NetConnect Germany (NCG.)⁵⁰

Für negative Ausgleichsenergie gilt der zweithöchste⁵¹ dieser vier Preise mit einem Aufschlag von 10 %; für positive Ausgleichsenergie gilt der zweitniedrigste dieser Preise mit einem Abschlag von 10 %. Die Anwendung von Auf- und Abschlägen bei den Ausgleichsenergieentgelten werden auch als „Spreizung“ bezeichnet.

Das Ziel der Anwendung einer Spreizung ist, dass einerseits der Ausgleichsenergiepreis für die Netznutzer immer ungünstiger ist als der Spotmarkt. Das Ziel der Anwendung des jeweils

⁴⁸ Wenn die Standardlastprofile auf Basis von einer geringen Zahl von Messungen („smart metering“) exakt gemessen werden, kann dies auch für die Aufteilung der analytischen Mengen auf die verschiedenen Standardlastproflitypen genutzt werden und zu einer steigenden Exaktheit führen; vgl. Fußnote 38.

⁴⁹ Vgl. § 22 Ziffer 4 KoV III.

⁵⁰ In der Festlegung GABi-Gas wird noch der Virtuelle Punkt des H-Gas-Marktgebietes der EON-Gastransport herangezogen (vgl. Festlegung GABi-Gas, Anlage 1, § [11] Ziffer 3.) Dieses Marktgebiet ist durch Marktgebietszusammenlegung am 1.10.2008 im Marktgebiet „NetConnect Germany“ aufgegangen. Die genaue Ermittlung der Referenzpreise ist in GABi-Gas-Mitteilung Nr. 2 konkretisiert.

⁵¹ Besondere Regeln gelten in den Fällen, wenn nicht alle vier Preise verfügbar sind, vgl. Bundesnetzagentur, GABi-Gas-Mitteilung Nr. 2.

zweithöchsten und zweitniedrigsten Preises besteht darin, dass zufällig oder gar willkürlich überhöhte Preise eines einzelnen Marktes keine Anwendung finden.⁵² Der Verlauf der Referenzpreise im ersten Jahr der Geltung von GABi-Gas ist dargestellt in Abbildung 37.

Nachteilig an diesem System sind die folgenden Punkte:

- Die Referenz auf mehrere ausländische Punkte verbindet die deutschen Märkte mit Preissignalen, die für die exakte Justierung des jeweiligen Bilanzkreises zumindest derzeit noch eine geringe Rolle spielen. In Deutschland auftretende Ungleichgewichte können bislang kaum durch Nutzung von Gasangeboten am britischen Markt ausgeglichen werden.
- Die Festlegung der Höhe der Spreizung erfolgt einheitlich für alle Netznutzer, ohne dass damit auf die jeweilige gaswirtschaftliche Leistung des einzelnen Netznutzers Bezug genommen würde. Es erfolgt in jedem Fall eine Bepreisung der Ausgleichsenergie, unabhängig davon ob die jeweilige Differenz nützlich für das System war oder schädlich. Allerdings ist die Frage, ob eine konkrete Differenz nützlich oder schädlich ist, in großen Marktgebieten auch häufig schwierig zu beantworten, weil die Beantwortung lokal unterschiedlich ausfallen müsste.

Die Einheitlichkeit der Ausgleichsenergiepreise in allen deutschen Marktgebieten ist eine Stärke des Referenzpreissystems, da dadurch eine Arbitrage gegen die Ausgleichsenergie unterbunden wird, die bei unterschiedlichen Preisen möglich wäre.

3.3.2 Kostendeckende Festlegung der Ausgleichsenergiepreise: das künftige niederländische Bepreisungssystem

Die Ausgleichsenergieentgelte können in einer Weise festgelegt werden, aus der sich in jeder zu definierenden Periode eine Deckung der Kosten für Regelenenergie ergibt. Dieser Ansatz hat den Charme, dass sich der Eindruck einer quasi unmittelbaren Verursachungsgerechtigkeit ergibt. Das künftige niederländische Bilanzierungssystem, das gegenwärtig vorbereitet wird und ab 1. April 2011 gelten soll, enthält eine solche Regelung.⁵³

Die Bilanzdifferenzen der Netznutzer genießen in diesem System eine unendlich große Toleranz, solange das technische System keinen Regelenenergiebedarf aufweist. Mit anderen Worten bleiben Bilanzdifferenzen zu diesen Zeiten ohne Konsequenzen, werden aber fortlaufend kumuliert. In dem Moment, in dem der Netzbetreiber Regelenenergie einsetzt, reduzieren sich die Toleranzen auf Null und die Differenzen werden ausgeglichen und finanziell bewertet. Um die Bewertung durchführen zu können, kauft der Netzbetreiber die Regelenenergie, die er einsetzen will, auf einem separaten Regelenenergiemarkt, der einen komplexen Preisbildungsmechanismus enthält.

Zu diesem Regelenenergiepreis werden alle Bilanzdifferenzen vergütet, die das gleiche Vorzeichen haben wie die eingesetzte Regelenenergie. Alle Differenzen, die das entgegengesetzte Vorzeichen aufweisen, zahlen in der gleichen Bilanzperiode anteilig die Kosten für die Gesamtvergütung. Dieses Verfahren ist an zwei Beispielen zu verdeutlichen:

- Der Netzbetreiber kaufe auf dem Regelenenergiemarkt eine zusätzliche Gasmenge von 50 Einheiten zum Preis von je 10 €. In diesem Moment gebe es vier Bilanzkreise, die unter speist sind und fünf Bilanzkreise, die überspeist sind, also dem Netzbetreiber bereits etwas Entlastung verschafft haben. Diese fünf Bilanzkreise hätten zusammen eine Über-

⁵² vgl. Festlegung GABi-Gas S. 37f.

⁵³ Vgl. GTS 2009.

speisung von 1000 Einheiten. Es erfolgt eine Abrechnung, als hätte der Netzbetreiber nicht nur 50 Einheiten sondern 1050 Einheiten gekauft und dafür je 10 €, also insgesamt 10.500 € bezahlt. Die förderlichen überspeisten Bilanzkreise erhalten also eine Vergütung von 10.000 €. Der Gesamtbetrag von 10.500 € wird umgelegt auf die vier Bilanzkreise, die im Beispiel insgesamt um 1200 Einheiten unterspeist waren. Jede Unterspeisungseinheit wird dann mit einem Betrag von $10.500 \text{ €} / 1200 = 8,75 \text{ €}$ in Rechnung gestellt.

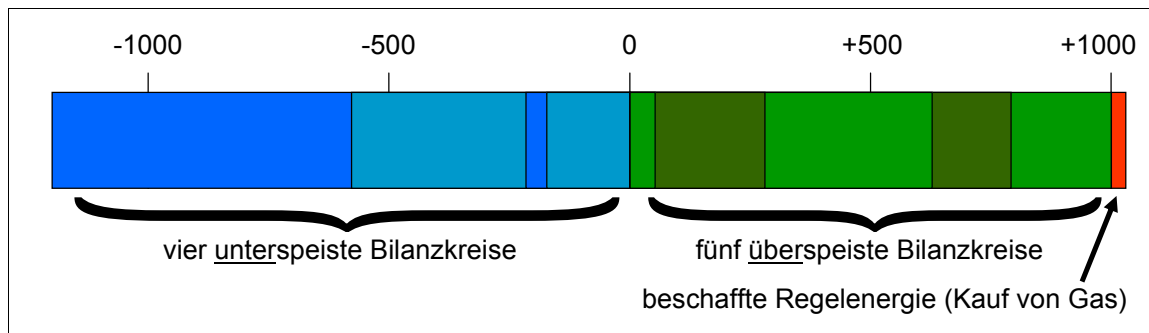


Abbildung 6: Im niederländischen Bilanzierungssystem werden die stündlichen Bilanzdifferenzen solange kumuliert, bis der Netzbetreiber Regenergie (hier rot dargestellt) beschafft und einsetzt: Er kauft Gas hinzu. Sobald Regenergie eingesetzt wird, wird ermittelt, welche Bilanzkreise „netzförderliche“ Differenzen (grün) und welche Bilanzkreise „schädliche“ Differenzen (blau) aufweisen. Für die Abrechnung der Differenzen wird dann so getan, als hätte der Netzbetreiber nicht nur die (rote) Regenergie benötigt, sondern als hätte er alles rechts von der Null benötigt. Die grünen Differenzen bekommen eine Vergütung in Höhe des Regenergiepreises. Die Kosten für diese Vergütung plus die Kosten der (roten) Regenergie werden auf die blauen Differenzen umgelegt.

- Wenn der Netzbetreiber 50 Einheiten Gas für je 10 € verkaufen muss, kehren sich bei ansonsten gleichen Zahlen die Vorzeichen um: Die vier Bilanzkreise, die um 1200 unterspeist waren, verkaufen ihr Gas für ebenfalls je 50 € pro Einheit an den Netzbetreiber, der dadurch insgesamt 12.500 € bezahlt. Dieser Betrag wird auf die anderen fünf Bilanzkreise umgelegt, die dadurch für ihre Differenz von insgesamt 1000 Einheiten $12.500 \text{ €} / 1000 = 12,50 \text{ €}$ pro Einheit erhalten.

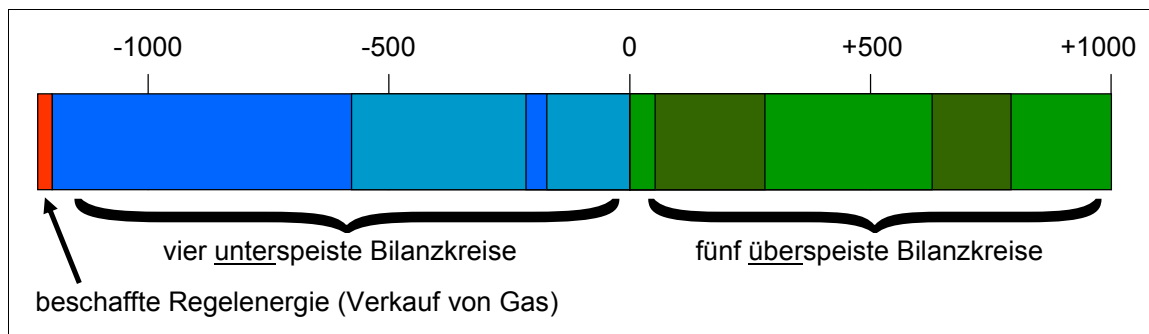


Abbildung 7: Unter ansonsten gleichen Bedingungen wie in Abbildung 6 benötigt der Netzbetreiber Regenergie mit entgegengesetztem Vorzeichen (er verkauft Gas.) Dann zahlen die Netznutzer mit den blauen Differenzen eine Vergütung als hätte der Netzbetreiber alles links von der Null verkaufen müssen. Die Gesamterlöse für diesen fiktiven Verkauf plus die Erlöse aus dem Verkauf von Gas durch den Netzbetreiber (Regenergie) werden auf die grünen Differenzen umgelegt, denen zu diesem Preis ihre (grünen) Differenzen abgekauft werden.

Für den niederländischen Netzbetreiber ist das System stets kostendeckend. Die Kosten für die beschaffte Regenergie werden unmittelbar auf die Netznutzer umgelegt. Aus Sicht der Netznutzer besteht einerseits die Hoffnung, eigene Bilanzdifferenzen kostenlos fortschreiben zu können, andererseits besteht die Befürchtung, dass sich im Fall einer Regenergiebeschaffung durch den Netzbetreiber erhebliche Zahlungsverpflichtungen ergeben können.

Das System schafft durch die drohende Möglichkeit der mit einem Regelenergieeinsatz verbundenen Zahlungsverpflichtungen Anreize für die Netznutzer, ihre Bilanz möglichst differenzfrei zu halten. Da zugleich der Netzbetreiber sehr transparent macht, wie nah das Netz an der Grenze zum Regelenergie-Einsatz steht, können die Netznutzer auch aktiv passende Bilanzungleichgewichte erzeugen, in der Hoffnung, dafür entsprechend vergütet zu werden, zumindest aber Zahlungen zu vermeiden.

Damit die Anreize wirken können, müssen die Netznutzer zu jedem Zeitpunkt in möglichst vollständiger Form sowohl über den Status des Netzes als auch über ihren eigenen Bilanzkreisstatus informiert sein. Da diese Informationen für die Aktionen der Netznutzer entscheidend sind, wird im niederländischen Bilanzierungssystem die in den obigen Beispielen dargelegte Bezahlung auch nicht anhand des tatsächlichen Bilanzkreis-Status ermittelt, sondern auf Basis der jeweils aktuell verfügbaren Informationen. Wer also informiert wurde, dass sein Bilanzkreis aktuell um 7 Einheiten überspeist ist, bekommt dafür die Vergütung von 70 €, auch wenn sich bei einer späteren exaktere Berechnung zeigt, dass die Überspeisung nur 6 Einheiten betrug.

Dieses Bepreisungssystem sieht nur dann Bezahlungen für Ausgleichsenergie vor, wenn das Netz Ungleichgewichte nicht ohne Einsatz von externer Regelenergie auffangen konnte. Um dies auch für kurzfristige Regelenergie anwenden zu können, beträgt die Dauer der Bilanzperiode in den Niederlanden weiterhin eine Stunde.

Die Bewertung des Systems ist nicht unproblematisch, da es sich noch nicht in der Praxis bewähren konnte. Dennoch soll eine Bewertung versucht werden. Positiv sind die folgenden beiden Punkte hervorzuheben:

- Das System führt dazu, dass die Netznutzer ihren Ausgleichsstatus zu jeder Zeit mit dem Status des Netzes in Beziehung setzen und einen Anreiz haben, aktiv das Netz zu stützen.
- Das System enthält einen vorteilhaften Rückkopplungseffekt: Je seltener Regelenergie eingesetzt wird, desto geringer wird der mittlere Ausgleichsenergiepreis. Daraus folgt, dass sich der ökonomische Anreiz, für eine ausgeglichene Bilanz zu sorgen, umso mehr vermindert, je besser die Differenzvermeidung funktioniert. Daraus wiederum ergibt sich, dass es einen minimalen Regelenergiebedarf gibt, weil nur dann ein entsprechender Anreiz fortbesteht. Der Regelenergiebedarf strebt in diesem System nicht gegen Null, sondern strebt zu diesem Minimum, das möglicherweise oberhalb des technisch möglichen Minimums liegt. Konstitutiv für dieses Minimum sind die Kosten der Differenzvermeidung bei den Netznutzern. Dieser Rest an Justierungsbedarf kann kollektiv wesentlich besser beschafft werden als individuell. Dadurch findet eine Sozialisierung der Feinsteuerung statt, was volkswirtschaftlich sinnvoll ist.

Die folgenden Punkte sind als kritisch anzusehen:

- Das Verfahren ist verhältnismäßig komplex, da es auf eine sehr schnelle untertägige Verfügbarkeit und Verarbeitung sehr vieler Daten ankommt. Dies bedeutet einen hohen Transaktionsaufwand für Netzbetreiber und Netznutzer.
- Das System unterstellt, die Netznutzer könnten innerhalb des Gastages auf Informationen ihres Ausgleichsstatus tatsächlich reagieren. Dies ist erstens problematisch, weil viele Netznutzer nicht darauf ausgerichtet sind, während des Tages nachzusteuern. Zweitens sind jedenfalls im gegenwärtigen Gasmarkt untertägige Gasangebote kaum verfügbar. Die Kosten für eine regelmäßige Nachjustierung des Bilanzkreises können

die Kosten für die gelegentlichen Ausgleichsenergiezahlungen übersteigen. In diesem Fall verfehlen die intendierten Anreize ihr Ziel.

- Die unmittelbare Umlage der Regelenergiekosten auf die Netznutzer, die zu diesem Zeitpunkt eine Differenz aufweisen, wird ausdrücklich damit begründet, dass es diese Netznutzer sind, die den Regelenergiebedarf verursachen.⁵⁴ Dieser Gedanke vernachlässigt aber die Speicherkapazität des Netzes. Der Regelenergieeinsatz erfolgt nicht zu einem objektivierbaren und zwingenden Zeitpunkt, sondern Höhe und Zeitpunkt des Einsatzes von Regelenergie sind in weiten Grenzen vom Netzbetreiber frei wählbar. Auf diese Tatsache reagiert das niederländische System, indem die Methode der Bestimmung des Regelenergieeinsatzes transparent gemacht werden muss, was aber wiederum die Vorhersagbarkeit des Verhaltens des Netzbetreibers – und damit die Missbrauchsanfälligkeit des Systems – erhöht.
- Das System lässt sich nur auf den globalen Bedarf an Regelenergie anwenden. Der ebenfalls mögliche lokale Regelenergiebedarf muss entweder außerhalb des Systems beschafft werden, was aber die Kostenneutralität des Systems aufheben würde, oder der lokale Regelenergiebedarf wird identisch behandelt wie der globale Bedarf, was das System aber logisch inkonsistent machen würde. In den Niederlanden spielt dieses Problem möglicherweise wegen der räumlich geringen Ausdehnung des Netzes eine untergeordnete Rolle.
- Aus Sicht der Netznutzer ist der Preis der Regelenergie von großer Bedeutung. Es ist darum wichtig, dass dieser Preis so marktkonform wie möglich gebildet wurde. Der Mechanismus, der in den Niederlanden angewendet werden soll, enthält eine Merit-Order-Liste der Regelenergieangebote, die vom sonstigen Markt separiert ist. Da der Markt für Regelenergie stets sehr klein ist, kann er insbesondere von großen Marktbeteiligten verzerrt werden. Da die gleichen Marktbeteiligten zugleich die Möglichkeit haben, den Regelenergiebedarf zu beeinflussen, kann das System zu kritischen Ergebnissen führen.
- Die stündliche Bilanzierung, die zur angemessenen Erfassung sämtlicher Arten von (globaler) Regelenergie erforderlich ist, würde den Netznutzern die vergleichmäßigende Wirkung des Netzpuffers vorenthalten. Um diesen Nachteil auszugleichen, sieht das niederländische System vor, den Netznutzern den Netzpuffer auf gesonderte Weise zur Verfügung zu stellen (vgl. unten 4.1.1.1.)
- Die Höhe der Ausgleichsenergiepreise kann nicht unabhängig festgelegt werden, da sie durch den oben benannten Mechanismus an die Regelenergiekosten gekoppelt sind. Daraus ergibt sich, dass es keine unabhängig definierte Spreizung gibt und dass es auch nicht möglich ist, die Ausgleichsenergiepreise durch Regulierungsentscheidung anzupassen und damit auf das Verhalten der Marktteilnehmer zu reagieren. Eine unabhängige Festlegung der Ausgleichsenergiepreise ermöglicht zum Beispiel die Anhebung der Preise, wenn sich ein aktives Ausnutzen der Ausgleichsdienstleistungen durch Netznutzer zeigen sollte.

Zusammengefasst entsteht der Eindruck, dass den wenigen Vorteilen des künftigen niederländischen Systems der Ausgleichsenergiebepreisung viele Nachteile gegenüberstehen. Es wird in der Praxis zu beobachten sein, ob das System in der Lage sein wird, die Entwicklung des Wettbewerbs im holländischen Gasmarkt wirksam zu fördern.

⁵⁴ Vgl. GTS 2009, S. 2: "The Gas bought or sold by the LNB [= Netzbetreiber] is supplied to the programme responsible parties [= Netznutzer] that have caused the imbalance."

3.3.3 Festlegung der Ausgleichsenergiepreise anhand der Regelenergiepreise: das britische Bepreisungssystem

Die Höhe der Ausgleichsenergieentgelte kann durch Referenz auf die Höhe der vom Netzbetreiber gezahlten Preise für Regelenergie ermittelt werden. Dieses Modell wird zum Beispiel in Großbritannien angewendet.⁵⁵ Damit für die Netznutzer ein Anreiz zur Vermeidung von Differenzen bestehen bleibt, wenn keine Regelenergie beschafft werden muss oder wenn der Preis für Regelenergie sehr nah am Marktpreis liegt, ist im britischen System eine minimale Spreizung der Ausgleichsenergiepreise vorgesehen.⁵⁶

Die Festlegung der Ausgleichsenergiepreise anhand der Regelenergiepreise hat gegenüber einer Referenz auf die Marktpreise einige Vorteile:

- Wenn die Preise für Ausgleichsenergie unmittelbar aus der Reaktion der Netzbetreiber auf Ungleichgewichte resultierten und die Preise zur Anwendung kommen, die von den Netzbetreibern tatsächlich bezahlt werden, entsteht der Eindruck einer hohen Verursachungsgerechtigkeit.
- Die Spreizung der Ausgleichsenergieentgelte ist in das System integriert, da sich für den Netzbetreiber normalerweise eine Preisdifferenz zwischen dem Kaufpreis und dem Verkaufspreis der Regelenergie einstellen wird, die umso größer wird, je größer und dringender der Bedarf der Netzbetreiber ist. Wenn z.B. das Wetter unerwartet kälter wird, steigt die kurzfristige Nachfrage nach Gas an. Dann steigt zugleich der Preis für Regelenergie. Die Ausgleichsenergiepreise sind dadurch an die aktuelle Netzsituation gekoppelt und spiegeln neben den Marktpreisen auch die Netzsituation wieder.

Das Modell hat gegenüber einer Referenz auf die Marktpreise aber auch einige Nachteile:

- Die Verursachungsgerechtigkeit wird nur scheinbar erhöht, ist aber wegen der Pufferfähigkeit des Netzes nicht tatsächlich gegeben, wie im vorstehenden Kapitel 3.3.2 ausgeführt wurde.
- Der Preis für Regelenergie ist potenziell sehr manipulationsempfindlich, weil der Netzbetreiber in manchen Einsatzsituationen keine Wahl hat, sondern unbedingt Regelenergie kaufen und einsetzen muss.⁵⁷
- Weil in diesem Ansatz keine Kopplung zwischen Regelenergiekosten einerseits und Ausgleichsenergieerlösen andererseits hergestellt wird, muss es einen Verteilungsmechanismus geben, der wie das Umlagekonto gemäß GABi-Gas (vgl. unten 3.5) die verbleibenden Kosten umlegt.⁵⁸ Dies gilt auch deshalb, weil die Preise für lokale Regelenergie nicht als Bemessungsgröße herangezogen werden (vgl. folgenden Punkt.)

⁵⁵ Im Gutachten, das KEMA für die Bundesnetzagentur erstellt hat, wird ein solches Verfahren entwickelt und für die Anwendung in Deutschland vorgeschlagen, vgl. Hewicker/Kesting, 2007, S. 88 ff. Das britische Bepreisungssystem ist im United Network Code, dem umfassenden Regelungsdokument des britischen Gasnetzzugangs geregelt. Es handelt sich im Grundsatz um ein System, in dem der Regelenergiepreis den Ausgleichsenergiepreis definiert, vgl. UNC, Section F, Abschnitt 1.2.

⁵⁶ Die minimale Spreizung, die im britischen Preissystem für Ausgleichsenergie vorgesehen ist (vgl. UNC Section F, Abschnitte 1.2.1 a (i) und 1.2.1 b (i)), ist deutlich geringer als die in Deutschland geltende Spreizung, was darin begründet sein kann, dass die Liquidität der Handelsmärkte in Großbritannien deutlich höher ist. Schon bei einer geringen Spreizung ist es für den Netznutzer lohnend – und möglich – sein Gas direkt auf dem liquiden Markt zu veräußern oder zu erwerben anstatt die ungünstigeren Ausgleichsenergieentgelte zu akzeptieren. Solange die Liquidität der Märkte geringer ist, muss dieser Anreiz stärker ausgestaltet werden.

⁵⁷ Im Gutachten der KEMA, das sich sehr ausführlich mit der Frage der Referenzierung des Ausgleichsenergiepreises auf den Regelenergiepreis befasst, wird darum ein Rücklieferungsverfahren und ein mehrtägiges Mitteilungssystem vorgeschlagen, das die Manipulationsempfindlichkeit der Regelenergiemärkte vermindern soll. Vgl. Hewicker/Kesting 2007, S. 109.

⁵⁸ Auch das britische Entgeltsystem kennt einen solchen Umlagemechanismus; vgl. Fußnote 67.

- In Entry-Exit-Systemen findet jeder sonstige Gashandel am Virtuellen Punkt statt, während ein nennenswerter Teil des Regelenergiebedarfs lokal⁵⁹ ist. Auf diesen lokalen Regelenergie-Märkten (vgl. unten 4.2.1) kann der Netzbetreiber nicht an einem größeren Gasmarkt partizipieren, sondern er ist immer der einzige Nachfrager, der einer kleinen Zahl von Anbietern gegenübersteht. Wenn die Regelenergie auf gesonderten Märkten beschafft wird – was vor allem für die lokale Regelenergie unabdingbar ist – dann folgen die Preissignale auf diesen Märkten nicht zwangsläufig exakt den sonstigen Marktpreisen. Eine Arbitrage gegen das System kann dadurch möglich werden. Im britischen Bepreisungssystem wird die lokale Regelenergie darum bei der Bestimmung der Ausgleichsenergiepreise außer acht gelassen.⁶⁰
- Aufgrund des Netzpuffers ist in vielen Lastszenarien überhaupt kein Einsatz von Regelenergie erforderlich, weil alle Schwankungen vom Netz selbst ausgeglichen werden. Jedenfalls ist oft nicht in der gleichen Bilanzperiode ein Einsatz mit beiden Vorzeichen erforderlich. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn die Netznutzer ihre Prognosen gut beherrschen und wenn die Standardlastprofile ungefähr die zutreffende Menge vorhersagen oder zumindest über kurze Zeiträume mittelwertfrei sind. Dann wird keine Regelenergie beschafft und es wird folglich kein Preissignal generiert. In diesen – häufigen – Situationen muss auf einen anderen Preis, z.B. auf einen Referenzpreis zurückgegriffen werden, wenn das Gas an diesen Tagen nicht verschenkt werden soll.
- Wie im niederländischen System bildet auch im britischen System die Höhe der Spreizung im Normalfall keine unabhängige, regulatorisch beeinflussbare Größe. Hier ist nur die Mindestspreizung einer Regulierungsentscheidung zugänglich.

3.3.4 Ausgleichsenergiepreise im Strombereich

Der Strombereich, für den schon einige Jahre vor dem Gasbereich ein tragfähiges Bilanzierungssystem entwickelt wurde, bildet eine Orientierung für die Systeme, die im Gasbereich angewendet werden. Darum ist es auch in der Frage der Ausgleichsenergiepreise von Bedeutung, dieses Beispiel zu betrachten.

Im Strombereich wird keine Spreizung der Ausgleichsenergieentgelte angewendet. Fehlmengen werden zum gleichen Entgelt abgerechnet wie Zusatzmengen und beiden Abrechnungen werden die tatsächlich vom Netzbetreiber gezahlten Regelenergiepreise zugrunde gelegt. Nach der Abrechnung einer Bilanzperiode sind die gesamten Kosten der Regelenergie auf die Differenzen der Netznutzer umgelegt.

Damit ist das Verfahren im Strombereich die Kombination des britischen und des niederländischen Ansatzes: Umlage sämtlicher Kosten auf die Differenzen (NL) und zugleich Verrechnung aller Differenzen zum Beschaffungspreis der Regelenergie (NL und GB.)

Dieses Verfahren ist im Strom aus zwei Gründen möglich, die für den Gasbereich nicht gegeben sind:

- Im Stromnetz müssen auftretende Differenzen sofort ausgeglichen werden, weil sich ansonsten eine Verschiebung der Netzfrequenz im gesamten Verbundnetz ergibt.⁶¹ Demgemäß verursacht jede Schwankung der Entnahme oder der Einspeisung direkt einen Regelenergiebedarf in gleicher Höhe, soweit die Schwankung nicht durch eine

⁵⁹ Im britischen Bilanzierungssystem wird diese Regelenergiebeschaffung als „locational“ bezeichnet, vgl. UNC, Section D, Abschnitt 1.5 und Abschnitt 2.2.1 d.

⁶⁰ Vgl. UNC, Section F, Abschnitt 1.2.3.

⁶¹ Vgl. Heuck/Dettmann 2007 S. 84.

gleichzeitige gegengerichtete Differenz ausgeglichen wird. Daraus ergibt sich, dass die Stromnetz-Betreiber in jeder Bilanzperiode Regelenergie einsetzen müssen, weshalb es in jeder Periode sowohl einen Preis für Regelenergie als auch Kosten für Regelenergie gibt.

- Im Strombereich werden – abweichend vom Gasbereich – per Definitionem nur die rechnerisch saldierten Bilanzabweichungen als Regelenergie bezeichnet. Sonstige Differenzen, die in den Stromnetzen auftreten, werden gesondert betrachtet. Dies gilt z.B. für Verlustenergie, die sich aufgrund des elektrischen Widerstandes der Leitungen ergibt. Daraus ergibt sich regelmäßig die Situation, dass die Netznutzer insgesamt eine Über speisung ihrer Bilanzkreise aufweisen, die durch aktiven Einsatz von Regelenergie ausgeglichen wird, während zugleich von den Netzbetreibern ebenfalls aktiv die Verlustenergie ausgeglichen wird. Aus Gründen der Begriffsdefinition geht darum im Strombereich die folgende Gleichung immer auf: Vorzeichenrichtige Summe der Ausgleichsenergie = Regelenergie. Aus dem gleichen Grund werden bei einer einheitlichen Anwendung eines Preises für Regel- und Ausgleichsenergie die Erlöse immer die Kosten des Regelenergieeinsatzes decken. Die Kosten, die aus dem Ausgleich der Verlustenergie resultieren, sind dadurch allerdings nicht gedeckt.

Inwieweit dieses Modell für den Strombereich angemessen ist und inwieweit hier der Strombereich auch die neueren Ansätze aus dem Gasbereich gewinnbringend einsetzen könnte, kann hier nicht ausführlicher behandelt werden. Eine simple Übertragbarkeit der Stromregelungen auf den Gasbereich ist aufgrund des abweichenden Begriffs der Regelenergie, vor allem aber aufgrund der Speicherfähigkeit der Gasnetze nicht gegeben.

3.3.5 Fazit zu den Möglichkeiten der Festlegung der Ausgleichsenergiepreise

In den vorstehenden Abschnitten wurden drei Varianten für die Bestimmung des Ausgleichsenergiepreises im Gasbereich ausgeführt:

- Anwenden von Referenzpreisen liquider Gashandels-Märkte (D)
- Kostendeckende Regelenergiepreise (NL)
- Anwendung tatsächlich gezahlter Regelenergiepreise als Ausgleichsenergiepreise (GB.)

Alle drei Varianten konvergieren unter Umständen stark: Wenn die Handelsmärkte tatsächlich stark an Liquidität zulegen, werden die Referenzpreise und die tatsächlich gezahlten Regelenergiepreise nah beieinander liegen. Wenn im niederländischen System der Netzbetreiber häufig und gleichmäßig Regelenergie einsetzt, gibt es auch dort regelmäßig ein Preissignal für die Netznutzer, was dieses System einem Referenzpreissystem ähnlicher macht. Im deutschen Bilanzierungssystem kann sich einerseits durch Entscheidung der Bundesnetzagentur die Höhe der Spreizung im Zeitverlauf verringern, wenn die Bundesnetzagentur zu der Erkenntnis kommt, dass die Händler nicht durch eine höhere Spreizung an der Ausnutzung des Systems gehindert werden müssen. Andererseits kann die Beschaffung von Regelenergie auch im deutschen System zunehmend auf dem liquiden Gasmarkt erfolgen, sodass die Marktpreise und die Regelenergiebeschaffungspreise konvergieren.

In auch untertägig liquiden Märkten dürften kleine ökonomische Anreize ausreichen, um die Netznutzer dazu zu bringen, ihre Bilanzkreise möglichst differenzfrei zu halten. Da dadurch die Differenzen in den Bilanzkreisen zurückgehen, gibt es nur noch einen verminderten Bedarf an Regelenergie, jedenfalls soweit er sich aus diesen Differenzen ergibt und nicht aus sonstigen technischen Effekten.

Wenn allerdings die Märkte die vorstehend angenommenen günstigen Eigenschaften nicht aufweisen, divergieren die drei Ansätze dagegen deutlich.

Insgesamt soll das Design der Ausgleichsenergiebepreisung als ein Teil des Bilanzierungssystems die Entwicklung des Wettbewerbs im Gasbereich unterstützen. Das System muss darum vor allem unter den jeweils aktuellen Umständen zu tragfähigen Ergebnissen kommen. Daraus ergeben sich die folgenden beiden Fragen:

- Welches Verfahren verursacht den geringsten Transaktionsaufwand aller Beteiligten, insbesondere aber der Netznutzer?
- Welches Verfahren ist für die Übergangszeit wenig liquider Märkte, starker Dominanz weniger Marktbeteiligter, unvollständig implementierter Prozesse und unterentwickelter Prognosetools am besten geeignet?

Das künftige niederländische Modell verursacht allein schon wegen der stündlichen Bilanzierung und wegen des hohen Anspruchs an die Datenverarbeitung von den drei diskutierten Modellen den höchsten Transaktionsaufwand. Zudem erschwert es die Kalkulation des wirtschaftlichen Risikos, das sich aus den Differenzen ergibt, weil nicht vorhergesagt werden kann, ob es zu Zahlungen kommt oder nicht.

Das britische Modell hat gegenüber dem deutschen Modell ebenfalls den Nachteil einer schlechteren Prognostizierbarkeit des wirtschaftlichen Risikos, weil nicht vorab abgeschätzt werden kann, wie hoch der Ausgleichsenergiepreis werden könnte. Das britische Modell ist zudem auf liquide Handelsmärkte angewiesen, die dort aber auch gegeben sind.

Für die in der Festelegung GABi-Gas vorgegebene bundeseinheitliche Anwendung von Referenzpreisen spricht die vergleichsweise einfache Handhabung und die Anwendbarkeit bei fehlender Liquidität. Zudem würden die beiden anderen Modelle zu jeweils unterschiedlichen Preisen in den verschiedenen deutschen Marktgebieten führen, was die Netznutzer zu einer Arbitrage der Ausgleichsenergie zwischen den deutschen Marktgebieten einladen würde.

Für die vorliegenden Überlegungen zur Einführung von antizipierenden Allokations-Anpassungen ist es von Bedeutung, dass das deutsche System der Ausgleichsenergiebepreisung auch dann angewendet werden kann, wenn im Extremfall keine Regelenergie mehr direkt vom Bilanzkreisnetzbetreiber beschafft werden muss. Dies ist von Bedeutung, weil es das Ziel der Anwendung von antizipierenden Allokations-Anpassungen ist, die direkte Beschaffung von Regelenergie durch den Netzbetreiber auf ein Minimum zu reduzieren.

3.4 Untertägiges Anreizsystem gemäß GABi-Gas

Untertägige Schwankungen der Last, die der Netznutzer ohnehin nicht beeinflussen kann und die der Netzbetreiber ohnehin ausgleichen muss, sollen möglichst nicht zu einer finanziellen Belastung des Netznutzers führen. Andererseits sollen vermeidbare Lastschwankungen auch tatsächlich vermieden werden, da sie die Netze zumindest potenziell belasten.⁶²

Um dies zu erreichen, wurde in GABi-Gas ein untertägiges Anreizsystem eingeführt, das stündliche Abweichungen des Bilanzkreises mit einem ökonomischen Anreiz, dem Strukturierungsbeitrag, belegt.⁶³ Zugleich wird vom Netznutzer mit dieser Zahlung auch eine geleistete Unterstützung durch die Netzbetreiber entgolten, denn unprognostizierte untertägige Schwankungen werden im Rahmen der allgemeinen Systemverantwortung durch die Netz-

⁶² Während der Erarbeitung von GABi-Gas wurde häufig ein zu vermeidendes Verhalten diskutiert: Ein Netznutzer könnte vormittags Gasmengen ins benachbarte Ausland bringen und nachmittags die gleichen Mengen wieder zurück holen. Damit könnte er in benachbarten Stundenbilanzierungsregimes Geld verdienen. Dieses Verhalten würde das deutsche Netz belasten und sollte verhindert werden, vgl. Stratmann 2008, S. 333.

⁶³ Das britische Bilanzierungssystem umfasst ebenfalls ein Verfahren, mit dem untertägige Abweichungen bepreist werden. Für untertägige Differenzen werden „scheduling charges“ erhoben; vgl. UNC Section F Abschnitt 3.

betreiber aufgefangen, was für den jeweiligen Bilanzkreis und seine Letztverbraucher einen erheblichen ökonomischen Wert hat.

Für die Erhebung der Strukturierungsbeiträge ist ähnlich zur täglichen Bilanzierung eine Allokation der jedem Bilanzkreis zugeordneten stündlichen Mengen erforderlich:

- An nominierten Netzkoppelpunkten gelten die stündlichen nominierten Mengen als allokiert.
- Bei Standardlastprofilkunden gilt in jeder Stunde 1/24 des der Bilanzierung zugrunde gelegten Tages-Prognosewert als allokiert. Die untertägigen Schwankungen der Standardlastprofile werden dadurch nivelliert. Die Netznutzer haben durch diese Regelung die Möglichkeit, Standardlastprofilkunden mit einem Tagesband zu beliefern. Die untertägige Struktur der Entnahme spielt keine Rolle.
- Bei gemessenen Kunden mit einer Entnahmeleistung von weniger als 300 MWh/h gilt ebenfalls in jeder Stunde 1/24 der gemessenen Tagesmenge als allokiert. Die untertägigen Schwankungen der Entnahme dieser Kunden werden dadurch ebenfalls nivelliert. Da dadurch bei diesen Kunden die Entnahme in ein Tagesband umwandelt wird, werden sie als „RLMmT“ bezeichnet, „registrierende Leistungsmessung *mit* Tagesband“.

Dadurch sind gemäß GABi-Gas die ökonomischen Anreize zu einer untertägig möglichst gleichmäßigen Entnahme und einer möglichst geringen Lastspitze für alle diese Letztverbraucher aufgehoben. Dies führt dazu, dass es auch keinen lieferseitigen Anreiz mehr gibt, die Leistungsspitze gering zu halten, denn die Lastspitzen werden durch die Umrechnung in ein Tagesband beseitigt. Der Netznutzer kann durch Einspeisen eines Tagesbandes jede beliebige Entnahmestruktur und damit auch jede entnahmeseitige Lastspitze bedienen. Sogar wenn z.B. ein Spitzenlastkraftwerk „mit Tagesband“ allokiert wird, spielt die untertägige Entnahmestruktur für die untertägige Strukturierung keinerlei Rolle.

Damit diese Flexibilität nur dann gewährt wird, wenn dies netztechnisch darstellbar ist, enthält GABi-Gas die Möglichkeit, die Flexibilität zu begrenzen, soweit dies technisch begründet ist: Der jeweilige Ausspeisenetzbetreiber kann die Lastschwankungen durch entsprechende technische Vorgaben gemäß GABi-Gas begrenzen.⁶⁴ Denkbar sind z.B. Vorankündigungsfristen für große Laständerungen oder Begrenzungen der Änderungsgeschwindigkeit.

Diese Grenze wirkt aber nur im Normalbetrieb des Letztverbrauchers. Im Falle einer Störung oder unerwarteter Situationen und Probleme greifen die entsprechenden Regelungen nicht. In diesen Fällen muss der Netzbetreiber die ggf. resultierenden netztechnischen Probleme auffangen.

- Bei gemessenen Kunden mit einer Entnahmeleistung von mehr als 300 MWh/h gilt der gemessene stündliche Entnahmewert als allokiert. Bei diesen Kunden erfolgt keine Umwandlung in ein Tagesband, sie heißen „RLMoT“, „registrierende Leistungsmessung *ohne* Tagesband“. Auch bei diesen Letztverbrauchern kann der jeweilige Ausspeisenetzbetreiber aus technischen Gründen Vorgaben für die Anschlussnutzung machen.

Die Regelung RLMoT trägt der Tatsache Rechnung, dass sehr große Letztverbraucher in der Regel für das Netz eine stärkere Belastung darstellen und dass es darum sinnvoll sein kann, den Netznutzern für diese Letztverbraucher eine engere Entsprechung der Einspeisung und der Ausspeisung vorzugeben.

⁶⁴ vgl. Festlegung GABi-Gas, Anlage 2, S. 5.

Zwischen den beiden Arten der Behandlung gemessener Kunden haben die Netznutzer ein Wahlrecht, allerdings kann der Bilanzkreisnetzbetreiber dem Wechsel in die Regelung „RLMmT“ aus technischen Gründen widersprechen.

Bei der Bemessung der Strukturierungsbeiträge gelten hinsichtlich der Entnahmen von gemessenen Letztverbrauchern zudem Toleranzen: für „RLMmT“ gelten 15 % Toleranz auf die allokierte Stundenmenge, für „RLMoT“ gelten 2 % Steuerungstoleranz auf die allokierte Stundenmenge. Die Toleranzen werden für jeden einzelnen gemessenen Letztverbraucher ermittelt und in den Bilanzkreis gemeldet, der mehrere Letztverbraucher mit jeweils unterschiedlichen Toleranzen enthalten kann.

Den Netznutzern steht für gemessene Kunden außerdem die Möglichkeit offen, Nominierungsersatzverfahren anzuwenden. Praxisrelevant ist die Online-Absteuerung, bei der die Netznutzer dem Netzbetreiber eine flexible Aufkommensquelle zur Verfügung stellen, die der Netzbetreiber auf Basis der gemessenen Werte steuert. Da hierbei auch theoretisch keine Differenzen auftreten können, werden dem Bilanzkreis für diese Mengen keine untertägigen Toleranzen eingeräumt.

3.4.1 Höhe der Strukturierungsbeiträge gemäß GABi-Gas

Für stündliche Allokationsdifferenzen, die die Summe der jeweils eingeräumten Toleranzen übersteigen, müssen die Netznutzer Strukturierungsbeiträge bezahlen, ohne dass damit die Differenzen abgebaut würden. Für die Höhe der Strukturierungsbeiträge sind durch die Bundesnetzagentur zwei Varianten festgelegt worden:⁶⁵

Feste Strukturierungsbeiträge belaufen sich für jeden Gastag konstant in jeder Stunde auf 15 % des mittleren Referenzpreises der Ausgleichsenergie (vgl. oben 3.3.1.)

Variable Strukturierungsbeiträge sind in ihrer Höhe über den Gastag nicht konstant, sondern in den verschiedenen Stunden unterschiedlich. Sie können auf Werte zwischen 5 % und 25 % des mittleren Referenzpreises festgelegt werden, wobei sie im Mittel 15 % betragen müssen. Die Festlegung der jeweiligen Prozentsätze soll von den Bilanzkreisnetzbetreibern vorab erfolgen und veröffentlicht werden. Sie kann darum nicht auf die tatsächliche aktuelle Netzlast abgestellt werden, sondern auf den prognostizierten Tagesverlauf einer typischen Gesamtsituation der Netze des Marktgebietes.

Variable Strukturierungsbeiträge sollen dazu führen, dass die Netznutzer im Rahmen ihrer Möglichkeit stündliche Differenzrisiken so einstellen, dass sie dabei das Netz tendenziell weniger belasten. Insbesondere sollen untertägige Bilanzkreisüberschüsse in Stunden, in denen das Netz typischerweise zu wenig Gas enthält, mit geringeren Strukturierungsbeiträgen belastet werden, als wenn die Vorzeichen sich zueinander ungünstig verhalten. Analog wird mit Unterspeisungen des Bilanzkreises in Stunden, in denen das Netz typischerweise zuviel Gas enthält, verfahren.

Die Anreize der variablen Strukturierungsbeiträge sollen von denjenigen Netznutzern beachtet werden, die die in Tagesbilanzierungen gegebene Möglichkeit wahrnehmen, ihre Bilanzkreise durch Anpassungen während der Bilanzperiode zu optimieren. Dies kann z.B. durch Renominierungen von Ein- und Ausspeisepunkten, durch Handel kurzfristiger Mengen, durch Nutzung flexibler Aufkommensquellen (Produktion, Speicher) oder durch aktive Variation der Entnahme beim Letztverbraucher erfolgen.

Variable Strukturierungsbeiträge werden unter anderem im Gaspool-Marktgebiet angewendet. Auch im Marktgebiet der Ontras, das inzwischen im Gaspool-Marktgebiet aufgegangen

⁶⁵ Vgl. Festlegung GABi-Gas Anlage 2, S. 10.

ist, wurde dieses Verfahren angewendet. In der entsprechenden Veröffentlichung der Ontras (vgl. Abbildung 8) war das Ziel der jeweiligen Bemessung der Strukturierungsbeiträge benannt: In den Morgenstunden und den Abendstunden ist Unterspeisung nicht sinnvoll, während in den Nachtstunden Überspeisung nicht sinnvoll ist.

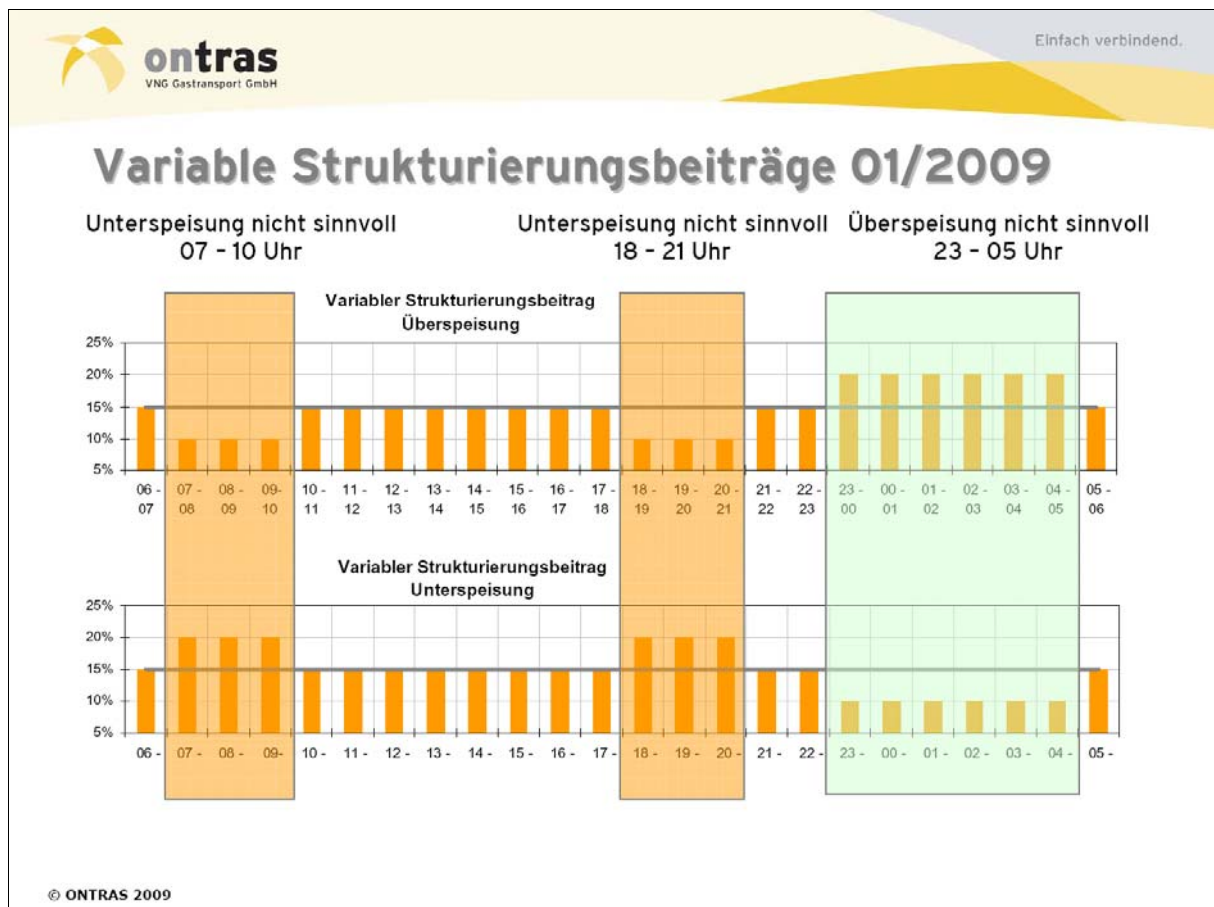


Abbildung 8: Variable Strukturierungsbeiträge wurden und werden in mehreren Marktgebieten angewendet, unter anderem im Marktgebiet der Ontras. Dabei wird nicht das ganze Spektrum der nach GABi-Gas möglichen Unterscheidung ausgenutzt. Während nach GABi-Gas die Strukturierungsbeiträge zwischen 5 % und 25 % liegen können, wurde von Ontras die Variation auf 10 % bis 20 % festgesetzt. Gemäß GABi-Gas sind die Höhen der Strukturierungsbeiträge monatlich konstant und vorab zu veröffentlichen, damit die Netznutzer sich entsprechend einstellen können.⁶⁶

Für einen Netznutzer, der gemessene Letztverbraucher beliefert und über eine flexible Aufkommensquelle verfügt, legt dies z.B. die folgende Strategie nahe:

- Die Abnahme der Letztverbraucher wird zunächst überschätzt und entsprechend wird die Einspeisung eher zu hoch nominiert.
- Nach Ende des Arbeitstages und ggf. nach Eingang von Daten zum tatsächlichen Verbrauch der gemessenen Kunden wird in den Nachtstunden die Einspeisemenge entsprechend reduziert.

Diese Einspeisestruktur ist damit kein Abbild des Zeitverlaufs der Ausspeisung, sondern ein am Netzbetreiberbedarf orientierter Verlauf, mit dem der Netznutzer aktiv dazu beiträgt, den

⁶⁶ Die abgebildete Darstellung ist im Internet nicht mehr verfügbar, da das Ontras-Marktgebiet zum 1.10.2009 im Gaspool-Marktgebiet aufgegangen ist. In diesem Marktgebiet wird die gleiche Systematik hinsichtlich der variablen Strukturierungsbeiträge angewendet, allerdings enthält die aktuellere Darstellung nicht die aussagekräftigen Beschriftungen, weshalb hier an der weniger aktuellen Abbildung festgehalten wird. Zur Gaspool-Systematik vgl. www.gaspool.de/fileadmin/download/GASPOOL_variable_Strukturierungsbeitraege_Schaubild.pdf (zuletzt aufgerufen 1.11.2009.)

untertägigen Bedarf an Regelenergie zu verringern. Die wirksame Anwendung dieses Verfahrens setzt voraus, dass die Netznutzer über aktuelle Informationen über den tatsächlichen Verbrauch ihrer gemessenen Letztverbraucher verfügen. Diese Voraussetzung ist derzeit häufig noch nicht erfüllt.

Auch unabhängig von der Datenverfügbarkeit kann der Netznutzer auf die variablen Strukturierungsbeiträge mit einer Strategie reagieren, die das Netz entlastet: Er kann generell seine Prognose der Tages-Entnahme seiner gemessenen Letztverbraucher in eine gestufte Einspeisung umrechnen. Dadurch kann er die Höhe der möglicherweise erhobenen Strukturierungsbeiträge aktiv senken.

3.4.1.1 Bilanzdifferenzen bei gemessenen Letztverbrauchern aufgrund der untertägigen Strukturierung

Die untertägige Strukturierung ist ein ökonomisches Anreizinstrument, das neben die Anreizwirkung der Ausgleichsenergieentgelte tritt. Netznutzer werden bestrebt sein, das ökonomische Optimum der Gesamtwirkung beider Instrumente zu suchen. Dies findet da seine Grenze, wo es zu eindeutigen Verstößen gegen das Gebot kommt, alle zumutbaren Anstrengungen zu unternehmen, den Bilanzkreis stets ausgeglichen zu halten.

Wenn ein Bilanzkreis in erheblichem Umfang unzutreffend prognostiziert wurde, was vor allem bei Belieferung von gemessenen Letztverbrauchern der Fall sein kann, und sobald dies im Rahmen einer untertägigen Status-Mitteilung absehbar wird, kann und soll der Netznutzer reagieren und die Einspeisung entsprechend anpassen.

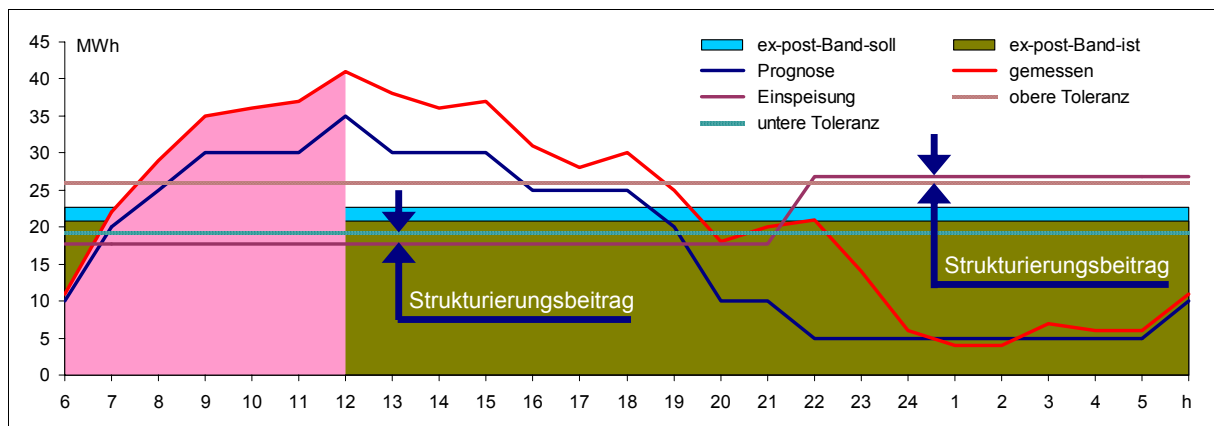


Abbildung 9: Optimierung der Belieferung von RLMmT-Kunden hinsichtlich Strukturierungsbeiträgen und Ausgleichsenergieentgelten: Die Planung der Belieferung erfolgt auf Basis der Prognose des Netznutzers (dunkelblaue Linie.) Um 19:00 Uhr erhält der Netznutzer die Mitteilung über die bis 12:00 gemessene Ausspeisesumme (rosafarbene Fläche.) Der Netznutzer erkennt, dass seine Prognose zu gering war und passt zum nächstmöglichen Zeitpunkt (Korrektur bis 20:00 Uhr mit Wirkung ab 22:00 Uhr) seine Einspeisung entsprechend an. So ergibt sich ein gestufter Einspeise-Verlauf (lilafarbene Linie), woraus sich die Summe der Einspeisung in Höhe der grünen Fläche ergibt. Die gemessene Ausspeisung des Letztverbrauchers liegt noch höher: rote Linie, die ex-post in ein Tagesband in Höhe der hellblauen Fläche (die in der Darstellung hinter der grünen Fläche liegt) umgerechnet wird.

Oberhalb und unterhalb dieser gemittelten tatsächlichen Entnahme (hellblaue Fläche) wird für die untertägige Strukturierung eine Toleranz von jeweils 15 % gewährt (punktuelle Linien.) Für die Überschreitung der Toleranzen durch die Einspeisung sind Strukturierungsbeiträge zu zahlen (ein naheliegendes und anfangs häufiges Missverständnis besteht darin, dass die Toleranz sich auf die gemessenen stündlichen Werte bezieht, was gemäß GABi-Gas für RLMmT nicht der Fall ist.) Da die Korrektur der Einspeisung (ab 22:00 Uhr) recht hoch ausfällt, überschreitet die stündliche Differenz in allen 24 Stunden des Tages die Toleranz. Am Ende des Tages ist Ausgleichsenergie in Höhe der Differenz zwischen grüner und hellblauer Fläche zu bezahlen und es müssen 24 Strukturierungsbeiträge entrichtet werden.

Abbildung 9 zeigt einen hypothetischen Verlauf der Aus- und Einspeisung bei Belieferung eines RLMmT-Kunden unter der Voraussetzung, dass der Netznutzer untertägig seine Einspeisung anpassen kann.

Bei der in Abbildung 9 dargestellten Korrektur der Einspeisung während der Bilanzperiode kann der Netznutzer versuchen, seine Situation ökonomisch zu optimieren. Dies ist schwierig, da er im Allgemeinen nur über eine Mitteilung über die ersten 6 Stunden des Gastages verfügt und die Korrektur nur auf die letzten 8 Stunden des Gastages wirken kann, sodass eine erhebliche Prognoseunsicherheit verbleibt.

Dennoch kann der Netznutzer versuchen, seine Einspeisung so zu korrigieren, dass sich ein Minimum an Kosten für ihn ergibt. Dabei muss er

- die Ausgleichsenergieentgelte,
- die Strukturierungsbeiträge,
- die Kosten für zusätzliches Gas,
- die Kosten für untertägige Flexibilität und
- die Kosten für die Abwicklung des Korrekturvorgangs

berücksichtigen. Die Optimierung hängt damit von mehreren Variablen ab, die einen jeweils unterschiedlichen Einfluss auf das Gesamtergebnis haben. Es lässt sich darum nicht verallgemeinern, welche Entscheidung die Netznutzer in dieser Hinsicht fällen. In vielen Fällen dürfte es wirtschaftlich plausibel sein, zunächst auf die untertägige Korrektur der Einspeisung zu verzichten. Die dabei erhobenen Daten können perspektivisch eine Basis für eine Strategie zur späteren Durchführung untertägiger Korrekturen sein.

Insbesondere eine schnellere Datenverfügbarkeit und eine gegenüber dem gegenwärtigen Zustand verbesserte untertägige Liquidität der Gasmärkte kann es aus Sicht der Netznutzer ökonomisch sinnvoller werden lassen, untertägige Korrekturen der Einspeisung vorzunehmen.

Für Letztverbraucher, für die untertägig das Allokationsverfahren „RLMoT“ gilt, gelten sehr ähnliche Überlegungen, die hier allerdings nicht ausführlich behandelt werden sollen. Auch bei diesen Letztverbrauchern gilt es, die Gesamtkosten für Flexibilität und Strukturierungsbeiträge zu minimieren. Die Anreize, die letztlich auch zu einer ausgeglichenen Bilanz führen, sind bei dieser Letztverbrauchergruppe stärker als bei den RLMmT-Kunden.

Aus den vorstehenden Überlegungen ergibt sich, dass es nur im Ausnahmefall ökonomisch sinnvoll und möglich ist, die Einspeisung in den Bilanzkreis untertägig so anzupassen, dass sich eine vollkommene untertägige Korrektur ergibt. Daraus folgt, dass die Belieferung von RLM-Kunden regelmäßig zu einer Bilanzdifferenz führt, die der Höhe nach in der Nähe der Differenz zwischen Prognose und tatsächlicher Entnahme liegt.

Da viele Netznutzer die Tendenz haben, eine Überspeisung ihres Bilanzkreises einer Unterspeisung vorzuziehen (vgl. oben 3.2.3.1), gleichen sich die Prognosefehler der Netznutzer nicht aus. So ergibt sich insbesondere bei der Belieferung gemessener Letztverbraucher häufig eine Überspeisung der Netze, die ggf. durch den Einsatz dauerhafter Regelernergie ausgeglichen werden muss.

3.5 Umlagekonto gemäß GABi-Gas

Da gemäß GABi-Gas die Erlöse aus der Spreizung der Ausgleichsenergieentgelte nicht deckungsgleich mit den Kosten der Regelernergie sind, bedarf es eines Ausgleichsmechanis-

mus', um die auftretenden Differenzen aufzufangen. Das britische Beispiel, in dem die Ausgleichsenergiepreise sich an den Regelenergiepreisen orientieren, zeigt, dass ein solcher Ausgleichsmechanismus auch bei der Orientierung der Ausgleichsenergiepreise an den Regelenergiepreisen erforderlich ist, weil die Höhe des Bedarfs an Regelenergie nicht mit der saldierten Abweichung aller Bilanzkreise identisch ist(vgl. oben 3.3.3.)⁶⁷ Im Strombereich, wo per Definition die Ausgleichsenergiesumme identisch zur Regelenergie ist(vgl. oben 3.3.4), und im niederländischen Bepreisungssystem (vgl. oben 3.3.2) benötigt man keinen solchen Ausgleichsmechanismus.

Gemäß GABi-Gas erfolgt der Ausgleich der Unterschiede zwischen den Erlösen aus Ausgleichsenergieentgelten und Kosten der Regelenergie über ein Umlagekonto, das für jedes Marktgebiet vom Bilanzkreisnetzbetreiber einzurichten ist.⁶⁸ Die weiteren Abrechnungen, die im Rahmen der Bilanzierung erfolgen, werden über das gleiche Umlagekonto abgewickelt und tragen zum Ausgleich der Unterschiede bei:

- Strukturierungsbeiträge von Netznutzern mit gemessenen Letztverbrauchern(vgl. oben 3.4),
- die monatliche Mehr- und Mindermengenabrechnung gemessener Letztverbraucher, in der die Brennwertkorrektur abgerechnet wird (vgl. oben 3.2.3) und
- die jährliche Mehr- und Mindermengenabrechnung von Standardlastprofilkunden(vgl. oben 3.2.4.)

Zum Ausgleich möglicher Fehlbeträge dieses Kontos erheben die Bilanzkreisnetzbetreiber eine Umlage von den Netznutzern. Überschüsse werden an die Netznutzer ausgeschüttet. Die Umlage und die Ausschüttungen bemessen sich an der allokierten Entnahme aller Letztverbraucher des jeweiligen Portfolios.⁶⁹ Die Bilanzkreise sind allerdings hinsichtlich der Mengen, die an Großverbraucher ohne Tagesband ausgespeist werden, von der Zahlung einer Umlage ausgenommen, werden aber an einer möglichen Ausschüttung beteiligt. Damit soll der Tatsache Rechnung getragen werden, dass sich aus der stundenscharfen Betrachtung dieser Kunden entweder eine genauere Steuerung der Einspeisung durch den Netznutzer oder eine erhöhte Wahrscheinlichkeit ergibt, über den Strukturierungsbeitrag zur Füllung des Umlagekontos beizutragen.

Der Kontostand des Umlagekontos ist von den Netzbetreibern monatlich zu veröffentlichen.⁷⁰ Dieser Kontostand ist allerdings sehr schwer zu interpretieren: Er gibt keine Auskunft darüber, ob Mehr- und Mindermengenabrechnungen bereits erfolgt sind, ob es möglicherweise Außenstände gibt, ob die Beschaffung von Regelenergie gerade abgeschlossen ist oder unmittelbar bevorsteht und ähnliches.

⁶⁷ Das britische Tarifsysteem enthält eine Umlage, die praktisch identisch zum deutschen Umlagesystem ist: Sämtliche bilanzierungsbezogenen Aufwendungen und Einnahmen des Netzbetreibers werden aufsummiert und mit den Netznutzern verrechnet. Dabei kann es wie im Umlagesystem gemäß GABi-Gas zu Zahlungen von den Netznutzern an den Netzbetreiber oder umgekehrt kommen. Der wesentliche Unterschied zum Umlagesystem gemäß GABi-Gas besteht darin, dass im britischen System die Umlagen tagesscharf ermittelt werden und dass nicht nur die Ausspeisungen bei Letztverbrauchern in die Bemessung der Umlage einbezogen werden sondern auch die Aktivitäten an den Grenzen des Netzes; vgl. UNC, Section F, Abschnitt 4.

⁶⁸ vgl. Festlegung GABi-Gas, Anlage 2, S. 16.

⁶⁹ vgl. Festlegung GABi-Gas, Anlage 2, S. 15.

⁷⁰ vgl. Festlegung GABi-Gas, Tenor Nr. 3d und Anlage 2, S. 16.

3.6 Wirkung der Bilanzierung gemäß GABi-Gas

Die Bilanzierung gemäß GABi-Gas hat innerhalb des ersten Jahres ihrer Anwendung einen erheblichen Zuwachs des Wettbewerbs im deutschen Gasmarkt bewirkt. Dafür ist eine Reihe von Gründen verantwortlich, die zu Teil im Vorstehenden bereits benannt worden sind:

- Die Belieferung von Haushaltskunden wurde zum einfachsten Fall der Letztverbraucherbelieferung, wodurch das große Nachfrage-Potential dieser Kundengruppe für den Wettbewerb erschlossen wurde. Die Einführung standardisierter Kundenwechselprozesse gemäß der Festlegung GeLi-Gas,⁷¹ die zwei Monate vor GABi-Gas in Kraft gesetzt wurde, unterstützte diesen Prozess.
- Die Belieferung vieler Industriekunden und sogar Kraftwerke wurde mit Tagesbändern möglich, was die Möglichkeiten, dies mit am Markt verfügbaren Gashandelsmengen zu tun, deutlich verbesserte.
- Die Nachfrage nach Gasmengen konzentriert sich für praktisch alle Letztverbraucherbelieferungen auf Tagesbänder. Dies bewirkt eine Bündelung der Nachfrage, auf die sich auch das Angebot einstellen kann. Die Liquidität der Gasmärkte ist dadurch nicht auf eine Vielzahl von Gasprodukten zersplittert. Insbesondere gibt es keine Zersplitterung auf 24 Stundenmengen pro Tag.
- Die Buchung einer eigenen untertägigen Flexibilität ist nicht länger eine Voraussetzung der Belieferung von Letztverbrauchern. Dadurch wirkt die nach wie vor mangelhafte Verfügbarkeit von Speichern im deutschen Gasmarkt nicht länger als Marktzutrittsbarriere.⁷²
- Indem Speicher keine Voraussetzung der Belieferung mehr darstellen und auch im verringerten Umfang für die Erbringung von Regelenergie in einzelnen nachgelagerten Netzen eingesetzt werden, sind Speicherkapazitäten freigesetzt worden. Dadurch können Speicher mehr als zuvor ihre Rolle im Gaswettbewerb spielen.
- Die Anreize, die sich aus Ausgleichsenergieentgelten und Strukturierungsbeiträgen ergeben, sind nicht prohibitiv. Gasanbieter können das Risiko eingehen, Differenzen in ihren Bilanzkreisen zu haben, ohne dass dies die Wirtschaftlichkeit ihrer Belieferung in Frage stellt.
- Die faktische Ungleichbehandlung verbundener und „dritter“ Netznutzer vor allem in den Ausspeisenetzen wurde durch GABi-Gas aufgehoben. Es spielt dadurch für die Abwicklung der Transporte keine Rolle mehr, ob der Letztverbraucher im „eigenen“ Netz oder an anderer Stelle des Marktgebietes versorgt wird.

Alle diese Elemente zusammen haben bewirkt, dass insbesondere zahlreiche Stadtwerke ihre Aktivitäten über die Grenzen ihres angestammten Versorgungsgebietes ausgedehnt haben, dass ausländische Gasanbieter in den deutschen Markt eingetreten sind, dass auf der Groß- und Zwischenhandelsebene Unternehmen in zunehmender Zahl aktiv geworden sind. Die Zahl der Angebote für Haushaltskunden hat ebenso zugenommen wie die Liquidität der Handelsmärkte.

Die starken Marktbewegungen, die sich durch den schnellen und starken Verfall der Gaspreise während des ersten Jahres der Geltung von GABi-Gas ereignet haben (vgl. unten Abbildung 37), haben diesen Prozess beschleunigt, weil sie für einen anhaltenden Ange-

⁷¹ Vgl. Festlegung GeLi-Gas.

⁷² Vgl. Bundesnetzagentur Monitoringbericht 2009, S. 258.

botsüberschuss gesorgt haben. Das von der Bundesnetzagentur in der Ausnahmeentscheidung für die Anschlussleitung der Ostseepipeline verfügte jährliche Gas-Release-Programm, das zusätzliche jährliche Gasangebote in Höhe von rund 3 % des deutschen Gasabsatzes bewirken wird, dürfte zu einer weiteren Belebung des Gasmarktes führen.⁷³

⁷³ Vgl. Bundesnetzagentur, OPAL-Entscheidung.

4 Regelenergie gemäß GABi-Gas

Die Festlegung GABi-Gas enthält keine verbindlichen Vorgaben für Beschaffung und Einsatz von Regelenergie, weil die Bundesnetzagentur dafür keine Festlegungskompetenz hat.⁷⁴ Gleichwohl enthält die Festlegung klare Signale dazu, welche Mindeststandards aus Sicht der Bundesnetzagentur einzuhalten sind, die durch den Hinweis untermauert werden, dass Bilanzkreisnetzbetreiber, die diese Standards einhalten, bei einem möglichen Missbrauchsverfahren weniger Unsicherheiten zu tragen haben.⁷⁵

Gemäß diesen Signalen liegt die alleinige Zuständigkeit für Beschaffung und Einsatz von Regelenergie beim Bilanzkreisnetzbetreiber. Bis dahin galt die Regelung, dass jeder Netzbetreiber nach eigenen, häufig vom verbundenen Vertrieb zumindest befürworteten Regeln Regelenergie einsetzen konnte. Damit aber war nicht ausgeschlossen, dass in angrenzenden Netzen gegenläufige Regelenergie eingesetzt wurde, was nur vermieden werden kann, wenn Regelenergie im Marktgebiet einheitlich eingesetzt wird.

In der Festlegung GABi-Gas wird der Begriff der Regelenergie (vgl. oben 2.2.6) ausdifferenziert.⁷⁶ Danach ist unter Regelenergie der Ausgleich sämtlicher Ungleichgewichte in den Netzen zu verstehen, unabhängig von deren Entstehen aus verschiedenen technischen Prozessen. Als denkbare Ursachen für den Bedarf an Regelenergie kommen unter anderem in Betracht:⁷⁷

- Ein von Null verschiedenes Saldo der Ungleichgewichte aller Netznutzer, das sich u.a. aus Prognosefehlern, Nominierungsdifferenzen oder Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten ergeben kann,
- Untertägige Schwankungen (geplant und ungeplant) von gemessenen Letztverbrauchern, Speichern und Produktionsanlagen,
- Abweichungen zwischen Lastprofilen und tatsächlichen Entnahmen,
- Allokationsdifferenzen an nominierten Ein- und Ausspeisepunkten,
- Laufzeitdifferenzen des Gases, Auf- und Abpuffern der Netze und andere Netzwerkeffekte,
- Ausfall oder Störung von technischen Komponenten des Netzbetreibers,
- Brennwertdifferenzen und
- Ausgleich lokaler Differenzen oder aktive lokale Vergleichmäßigung zur Überwindung lokaler Netzengpässe.

⁷⁴ Möglicherweise ergibt sich aus Artikel 25 Absatz 2 Buchstabe b der Richtlinie 2003/55/EG, dass die Bundesnetzagentur eine Festlegungskompetenz auch für Beschaffung und Einsatz von Regelenergie haben müsste. Die Gasnetzzugangsverordnung enthält aber keine solche Kompetenz.

⁷⁵ In der Festlegung GABi-Gas ist der Beschreibung des Systems für Beschaffung und Einsatz von Regelenergie der folgende Hinweis vorangestellt: „Die Beschlusskammer geht davon aus, dass Bilanzkreisnetzbetreiber, die sich bei der Abwicklung des Regel- und Ausgleichsenergiemodells an die folgende Beschreibung halten, die gesetzlichen Anforderungen insbesondere an Beschaffung und Einsatz von Regelenergie erfüllen. Vorbehaltlich einer Konkretisierung wird sie diese Grundsätze auch etwaigen Einzelverfahren zugrunde legen.“ Festlegung GABi-Gas, Anlage 2 S. 1.

⁷⁶ Vgl. Festlegung GABi-Gas, Anlage 2, S. 11 ff.

⁷⁷ Ein Teil der hier genannten Ursachen wird auch in der Festlegung GABi-Gas benannt, vgl. Festlegung GABi-Gas, Anlage 2 S. 11.

Gas, das von den Netzbetreibern zum Antrieb von Verdichtern eingesetzt wird, wird nicht als Regelenenergie aufgefasst, sondern ist Teil der Kosten des Netzbetriebs.⁷⁸ Außerdem wird Regelenenergie, deren Vorhaltung und Einsatz im Zusammenhang mit der Kapazitätsausweitung erforderlich wird, als Lastflusszusage bezeichnet und gesondert behandelt (vgl. unten 4.3.)

4.1 Interne Regelenenergie

In der Festlegung GABi-Gas wird zwischen interner und externer Regelenenergie unterschieden: Während interne Regelenenergie aus dem Netzpuffer und den netzzugehörigen Speichern angrenzender Netzbetreiber innerhalb und außerhalb des Marktgebietes erbracht wird, wird externe Regelenenergie von Netznutzern oder von den Betreibern von Speichern oder Produktionsanlagen bereitgestellt.

Diese Unterscheidung zwischen interner und externer Regelenenergie mündet in der Festlegung in eine Vorrangregelung: Zuerst ist interne Regelenenergie einzusetzen, bevor externe Regelenenergie eingesetzt werden soll.⁷⁹ Dies ist darin begründet, dass interne Regelenenergie volkswirtschaftlich keine Zusatzkosten verursacht. Die Kosten des Netzpuffers und der netzzugehörigen Speicher sind in den Kosten des Netzbetriebs enthalten.⁸⁰ Wechselseitige Zahlungen für die netzübergreifende Bereitstellung interner Regelenenergie sind gemäß der Festlegung GABi-Gas nicht vorgesehen.⁸¹

Selbst wenn es in Weiterentwicklung der Festlegung GABi-Gas zu wechselseitigen Zahlungen der Netzbetreiber für interne Regelenenergie kommen sollte,⁸² führt dies volkswirtschaftlich nicht zu Mehrkosten, weil der Gesamtkostenblock aller Netzbetreiber in Deutschland durch solche wechselseitige Zahlungen nicht erhöht würde. Die Vorrangigkeit interner Regelenenergie dürfte darum auch bei einer wechselseitigen Vergütung nicht in Frage stehen.⁸³

Zumindest solange interne Regelenenergie nicht wechselseitig vergütet wird, muss sie vor allem beim Bezug aus Netzen angrenzender Marktgebiete im Verlauf einiger weniger Tage stets ausgeglichen sein. Ein Netzbetreiber darf keine dauerhafte Regelenenergie aus angrenzenden Marktgebieten beziehen und damit die Beschaffung dauerhafter externer Regelenenergie ins Nachbarmarktgebiet verschieben. Dass dieser Ausgleich tatsächlich stattfindet, wird beispielhaft in Abbildung 10 deutlich.

Interne Regelenenergie kommt prinzipiell in zwei Formen zum Einsatz, vorbeugend und aktuell:

- Vorbeugender Einsatz interner Regelenenergie: Jeder Netzbetreiber bemüht sich unter Ausnutzung vor allem des Netzpuffers seines eigenen Systems und seiner netzzugehörigen Speicher, darüber hinaus auch durch ein geschickte vorausschauende Netzsteuerung und angemessene technische Einstellungen, die ausspeiseseitigen Schwankungen

⁷⁸ Vgl. GasNEV Anlage 2 Ziffer 2.3.

⁷⁹ Vgl. Festlegung GABi-Gas, Anlage 2, S. 11.

⁸⁰ Vgl. GasNEV Anlage 1 Ziffer II.

⁸¹ Vgl. Festlegung GABi-Gas, Anlage 2, S. 12.

⁸² Kema hat im Gutachten für die Bundesnetzagentur einen komplexen Mechanismus für die wechselseitige Vergütung interner Regelenenergie erarbeitet, der zugleich Anreize dafür umfasste, Netzpuffer vorzuhalten, wenn das Gesamtnetz daran Bedarf hat, vgl. Hewicker/Kesting 2007, S. 77 ff.

⁸³ Regelenenergie kann auch von Netzbetreibern in angrenzenden Netzen außerhalb Deutschlands bereitgestellt werden. Diese Regelenenergiebereitstellung, die häufig als „Wheeling“ bezeichnet wird, erfolgt aber zumeist nicht unentgeltlich und wird aus diesem Grund nicht als „interne Regelenenergie“ aufgefasst.

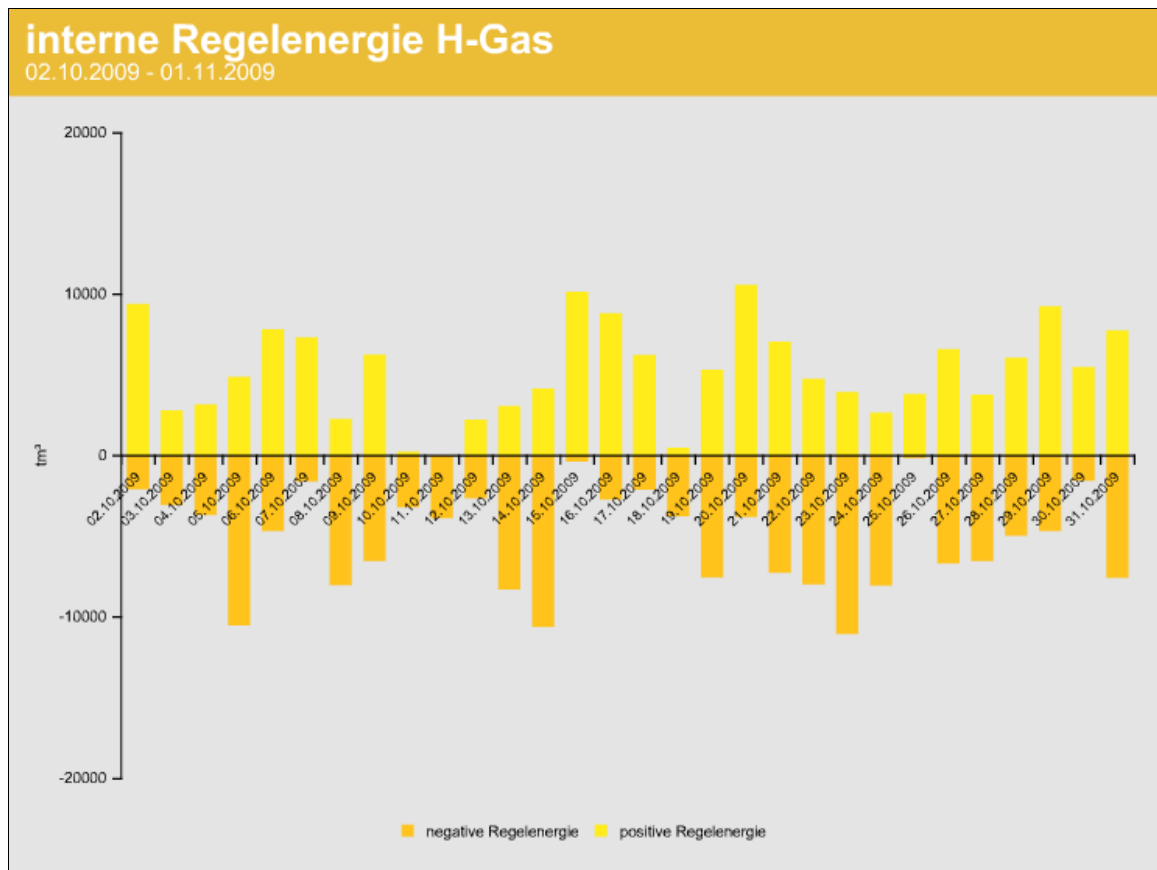


Abbildung 10: Grafische Darstellung der eingesetzten internen Regelenergie im Marktgebiet NetConnect Germany vom 2. bis 31.10.2009. Zu erkennen ist, dass an fast jedem Tag interne Regelenergie beider Vorzeichen eingesetzt wurde. Die Berechnung der gleichfalls veröffentlichten genauen Zahlen bestätigt, dass über den dargestellten Beispiel-Zeitraum im Marktgebiet NetConnect Germany in Summe fast ebensoviel positive wie negative interne Regelenergie eingesetzt wurde. Quelle: datenservice.net-connect-germany.de/Regelenergien.aspx?Man_dantId=Mandant_Ncg (zuletzt aufgerufen 1.11.2009.)

zu vergleichmäßigen.⁸⁴ Außerdem bringen Ausspeisenetzbetreiber ihre Netze durch Auf- und Abpuffern in einen passenden Zustand, um erwarteten Anforderungen gewachsen zu sein. Die Netzbetreiber reagieren damit nicht auf einen aktuellen Regelenergiebedarf, sondern sorgen im Vorhinein für die Verringerung der Schwankungen und damit für eine Verringerung des Bedarfs an Regelenergie.

- **Aktueller Einsatz interner Regelenergie:** Netzbetreiber, die einen aktuellen Bedarf an Regelenergie haben, rufen diese unter Koordination des Bilanzkreisnetzbetreibers bei angrenzenden Netzbetreibern innerhalb und außerhalb des Marktgebietes ab. Im Einzelfall kann dies zum Beispiel in der Aufforderung zum Zwischenlagern von Gas in nachgelagerten Netzen bestehen.⁸⁵ Da die größten Netzpuffer aber in den Fernleitungsnetzen anzutreffen sind, vermag ein Abruf interner Regelenergie in angrenzenden Fernleitungsnetzen größere Probleme zu lösen als dies ein Abruf aus nachgelagerten Netzen kann. Diese Art des Einsatzes interner Regelenergie macht eine Kooperation der Fernleitungsnetzbetreiber und eine marktgebietsüberschreitende Kooperation der Netzbetreiber erforderlich. Erst wenn diese Kooperation durchgängig optimiert ist, bleiben keine Potenziale der Vermeidung externer Regelenergie ungenutzt. Dies gilt insbesondere für die Vermeidung untertäglicher Probleme.

⁸⁴ Vgl. § 11 Ziffer 1 KoV III.

⁸⁵ Vgl. § 11 Ziffer 4 ff KoV III.

Wie externe Regelenergie kann auch interne Regelenergie prinzipiell als globale und als lokale Regelenergie (vgl. unten 4.2.1) eingesetzt werden. Allerdings dürfte bei interner Regelenergie der lokale Einsatz überwiegen, da in der Kooperation der Netzbetreiber jedenfalls der Netzkoppelpunkt bestimmt werden muss, über den die interne Regelenergie ausgetauscht wird.

Ebenfalls parallel zur externen Regelenergie kann interne Regelenergie kurzfristig und weniger kurzfristig (vgl. unten 4.2.2) eingesetzt werden. Sie kann damit zum Lösen untertägiger Netzprobleme dienen, kann aber auch Fehlmengen im Netz ersetzen und Überschussmengen abführen. Allerdings ist für den Einsatz interner Regelenergie charakteristisch, dass sie zumindest auf längere Sicht ausgeglichen sein muss, da keine Bezahlung erfolgt. Eine echte dauerhafte Regelenergiebereitstellung ist durch kostenlose interne Regelenergie nicht realisierbar.

4.1.1 Netzpuffer

Der Transport von Gas durch Gasleitungen setzt voraus, dass die Leitungen zuerst mit Gas gefüllt werden. Diese Erstbefüllung ist Teil der Investition in neue Gasleitungen. Für den Füllstand der Netze gibt es im Betrieb ein mehr oder weniger großes Spektrum an Möglichkeiten. Aus dem Spektrum an möglichen Netzfüllständen ergibt sich die Speicherfähigkeit der Gasnetze, die als Netzpuffer bezeichnet wird, weil die Netze damit in der Lage sind, Lastschwankungen abzupuffern.

4.1.1.1 Begriffsverständnis und Ermittlungsmethodik

In vielen Diskussionen über den Netzpuffer ist das jeweils angewendete Verständnis dieses Begriffes und das ggf. dahinter liegende Verfahren der quantitativen Bestimmung unterschiedlich. Zumindest vier unterschiedliche Ansätze sind möglich:

- Ansatz 1: Der berechenbare Netzpuffer ist das theoretische Gasvolumen, das sich aus der Differenz der theoretischen Maximalbefüllung und der Minimalbefüllung ergibt.⁸⁶ Vorteil dieses Verständnisses ist, dass es möglich ist, eine feststehende Zahl für die Größe des Netzpuffers eines Netzes anzugeben, obwohl diese Zahl einen Maximalwert darstellt, der in der Praxis nicht zur Verfügung steht, weil statische und dynamische Grenzen den im Betrieb verwendbaren Anteil des Netzpuffers vermindern (vgl. unten 4.1.1.2.)
- Ansatz 2: Der Netzpuffer ist das in der konkreten Betriebssituation verfügbare Speichervermögen des Leitungsnetzes. Diese Angabe ist stark veränderlich und vor allem bei räumlich großen Netzen auch lokal nicht konstant; das Netz kann z.B. in einem konkreten Betriebszustand an einem Einspeisepunkt in der Lage sein, zusätzliches Gas aufzunehmen, nicht aber abzugeben und an einem anderen Punkt weder das eine noch das andere. Dieser Ansatz führt zu außerordentlich komplexen Algorithmen.⁸⁷

⁸⁶ Dieses Verfahren wurde von der Bundesnetzagentur in ihrem Monitoringbericht 2008 angewendet, um eine grobe Abschätzung des verfügbaren Netzpuffers zu gewinnen. Auch wenn die dort angegebenen Daten sehr aufschlussreich sind, da sie auf einen umfangreichen Netzpuffer hinweisen, der ggf. eine Tagesmenge eines kalten Tages umfasst, sollen sie vorliegend wegen der problematischen Ermittlungsmethodik nicht weiter verwendet werden, vgl. Monitoringbericht der Bundesnetzagentur 2008, S. 151 f.

⁸⁷ Im Arbeitsblatt G 2000 des DVGW werden die für dieses Verfahren erforderlichen Formeln abgeleitet – allerdings beschränkt sich diese Berechnungsvorschrift auf die Berechnung eines einzelnen Rohres. Für ein komplexes Netz lassen sich gemäß dieser Formeln keine Werte für den Netzpuffer bestimmen, vgl. DVGW, G 2000, 2009, S. 29 ff.

Im künftigen niederländischen Bilanzierungssystem soll ein Verständnis des Netzpuffers konkret angewandt werden, dessen Grundgedanke diesem Ansatz zugeordnet werden kann: Das niederländische Bilanzierungssystem enthält zunächst eine geringe Berücksichtigung der vergleichmäßigen Wirkungen des Netzpuffers zugunsten der Netznutzer, weil diese in dem stündlichen System ihre Ein- und Ausspeisungen stets stündlich aufeinander abstimmen müssen. Um den Netzpuffer den Netznutzern zur Verfügung zu stellen, dürfen diese auf die Schwankungen der von ihnen versorgten Letztverbraucher vor der Bilanzierung eine Dämpfungsformel anwenden. Diese Formel ist höchst komplex und enthält mehrere Koeffizienten, die vom Netzbetreiber situativ festgelegt werden.⁸⁸

- Ansatz 3: Der Netzpuffer wird über den aktuellen Füllstand des Netzes ermittelt, indem von einem mittleren Erstbefüllungszustand ausgehend stündlich die Ein- und Ausspeisungen aufsummiert werden.⁸⁹ Diese Angaben werden in England und Österreich unter dem Begriff „Linepack“ veröffentlicht. Der Vorteil dieses Verfahrens ist, dass es jeweils eine aktuelle Angabe gibt. Nachteilig ist, dass diese Angabe keine klare Aussage über die aktuelle Speicherkapazität macht, sondern nur über die (rechnerischen) Füllstände des Netzes.
- Ansatz 4: Die zeitliche und mengenmäßige Abweichung zwischen allokierten und transportierten Mengen wird, soweit sie erfasst wird, protokolliert und als Leistung des Netzpuffers aufgefasst. Auf Basis dieser Protokolle kann die Netzfahrweise der Vergangenheit analysiert werden, um daraus ein Verhältnis zwischen der Pufferkapazität des Netzes und anderen Parametern wie z.B. der Temperatur⁹⁰ oder den betrieblichen Sicherheitsabständen von den technischen Grenzen abzuleiten. Abbildung 11 zeigt einen solchen historischen Verlauf der Netzpuffernutzung.

Die Vorteile dieses Verfahrens sind, dass es nah an der betrieblichen Praxis der Netzbetreiber ist und dass vermieden wird, den Netzpuffer nur um der Berechenbarkeit willen künstlich zu verkleinern, denn jede Berechnungsmethode müsste einen Sicherheitsabstand zu den Grenzen des Machbaren einhalten. Nachteilig ist, dass es nicht möglich ist, für die Speicherkapazität des Netzes vorab in belastbarer Weise eine Aussage zu machen. Auch dies entspricht allerdings der betrieblichen Praxis.

Aus pragmatischen Gründen soll vorliegend der letztgenannte Ansatz zugrunde gelegt werden: Die Größe des Netzpuffers ergibt sich aus den Erfahrungswerten der Netzsteuerung. Die Grenzen der Speicherkapazität (vgl. unten 4.1.1.2) sind in diesem Verfahren bereits operativ berücksichtigt. Soweit eine Objektivierung und Maximierung des verfügbaren Netzpuffers erforderlich ist, kann dies aus den historischen Daten mit entsprechenden Sensitivitätsanalysen hergeleitet werden.

⁸⁸ Vgl. GTS 2009 S. 15 ff und Appendix 1. Bemerkenswert ist, dass ein nachträglich festgestellter Missbrauch der Dämpfung, die sich vor allem an der Verwendung einer Bandeinspeisung zeigt, zu einem Entzug der Transportlizenz führen kann, also mit der maximal möglichen Härte geahndet werden kann, vgl. GTS 2009, S. 17. Eine Berücksichtigung des Netzpuffers zugunsten der Netznutzer ergibt sich im künftigen niederländischen System nicht nur aus dieser Dämpfungsformel, sondern darüber hinaus auch daraus, dass Bilanzabweichungen solange kumuliert werden, wie die Schwankungen im Netz aus dem Netzpuffer abgefangen werden können, vgl. GTS 2009, S. 13. Zur formelmäßigen Erfassung des Netzpuffers vgl. auch Keyaerts/Leonardo/D'haeseleera 2008, S. 6 ff.

⁸⁹ Dieses Verfahren wird von der AGCS Gas Clearing and Settlement AG, der in Österreich für Beschaffung und Einsatz von Regelenergie zuständigen Stelle, angewendet, die auf dieser Basis auch Daten über Veränderungen des Netzpuffers veröffentlicht, vgl. www.agcs.at/balance_energy_market/statistics/ (zuletzt aufgerufen 1.11.2009) vgl. auch unten Abbildung 14.

⁹⁰ Diese historische Methode zur Herleitung einer Netzpuffer-Temperatur-Beziehung wird von der G 2000 als Möglichkeit angeführt, die alternativ zur analytischen Berechnung (vgl. Fußnote 87) angewendet werden kann, vgl. DVGW, G 2000, 2009 S. 34 f.

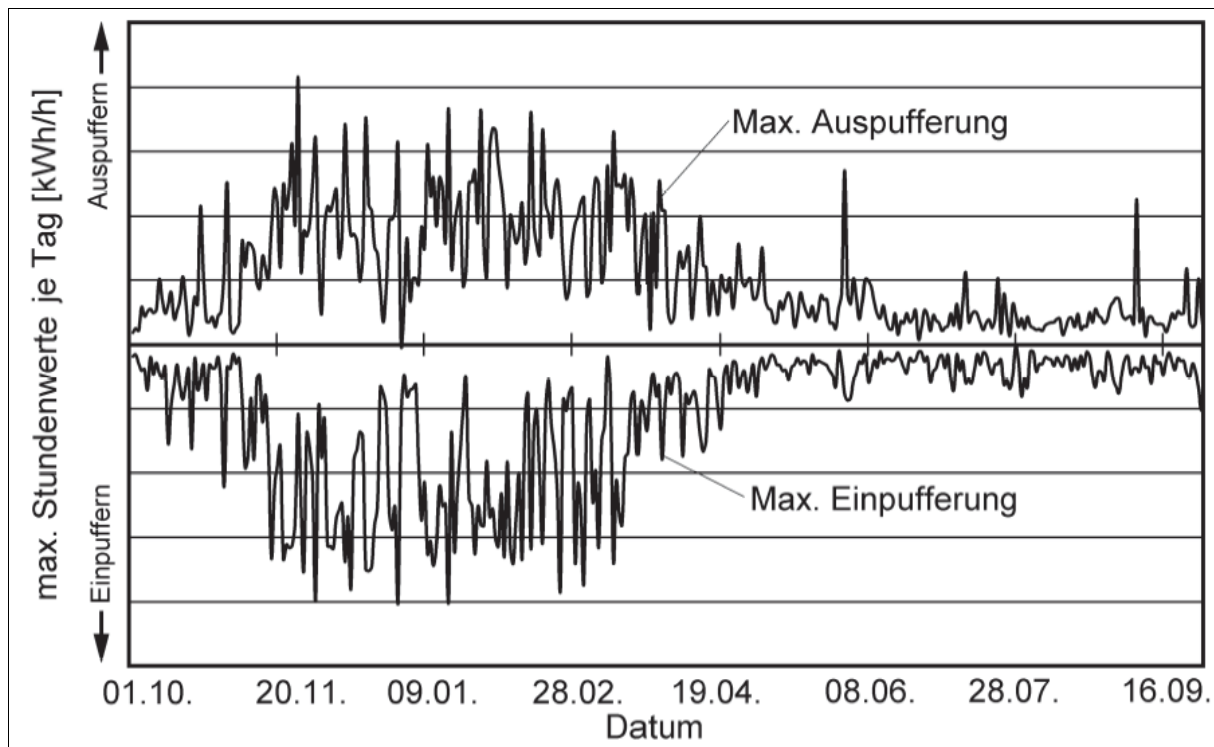


Abbildung 11: Die Abbildung zeigt exemplarisch den historischen Jahresverlauf der aktiven Pufferung in einem Gasnetz. Es ist erkennbar, dass der Netzpuffer vor allem im Winter aktiv genutzt wurde. Die Abbildung gibt keinen Hinweis darauf, dass der nutzbare Netzpuffer im dargestellten Fall durch eine Grenze beschränkt wäre, was sich ggf. in einem Abschneiden der Spitzen in der Grafik erkennen lassen würde. Abbildung aus DVWG, G 2000, 2009, S. 34.

4.1.1.2 Grenzen der Speicherkapazität der Netze

In jeder Methode der Bestimmung des in der spezifischen Situation verfügbaren Netzpuffers sind die statischen und dynamischen Grenzen der Speicherkapazität der Gasnetze zu berücksichtigen, die vom Verständnis des Begriffs des Netzpuffers unabhängig sind.

Statische Grenzen der Speicherkapazität von Gasleitungen:

- Minimaler Druck: Für den Betrieb der Netze müssen Minimaldrücke eingehalten werden. Dies resultiert entweder direkt aus der Netztechnik oder es ist durch vertragliche Zusagen bedingt, bei der Letztverbrauchern oder nachgelagerten Netzbetreibern ein minimaler Druck zugesagt wurde.⁹¹
- Maximaler Druck: Die Leitungen und sonstigen Komponenten sind hinsichtlich des technisch zulässigen Drucks begrenzt. Diese Grenzen lassen sich in der Regel nur durch bauliche Maßnahmen ändern, wobei zu berücksichtigen ist, dass diese Grenzen auch mit Letztverbrauchern oder nachgelagerten Netzbetreibern als Maximaldrücke vertraglich vereinbart sein dürften und von diesen bei der Auslegung von Komponenten wie Druckminderern etc. berücksichtigt wurden. Zudem steht in den Netzen regelmäßig nur ein begrenzter Druck zur Verfügung, weil aus den Verdichtern oder den vorgelagerten Netzen nicht mehr Druck entnommen werden kann.

Dynamische Grenzen der Speicherkapazität von Gasleitungen:

⁹¹ Bei Letztverbrauchern dient der zugesagte Druck nicht selten zum Betrieb einer Gasturbine und spart dort Kosten für die Vorverdichtung des Gases ein. Aus diesem Grund wird von der Bundesnetzagentur im Eckpunktepapier zur Kapazitätsbewirtschaftung vorgeschlagen, die Druckzusagen zumindest zu bepreisen. vgl. Bundesnetzagentur, Neugestaltung des Kapazitätsmanagements, 2009, S. 6.

- **Transportbedarf:** Der Fluss des Gases durch das Gasnetz wird von der Druckdifferenz zwischen Einspeisung oder Verdichtung und Ausspeisung angetrieben. Durch die Wandreibung der (fast immer turbulenten) Strömung in den Gasleitungen wird Druckenergie verbraucht und in Wärme und Schall umgewandelt. Je höher der Transportbedarf liegt, desto größer ist die für den Transport erforderliche Druckdifferenz. Da die Drücke durch die vorstehend beschriebenen statischen Grenzen begrenzt sind, ist eine Situation denkbar, in der Transportbedarf so hoch liegt, dass die gesamte zulässige Druckdifferenz für den Antrieb des Gases erforderlich ist. In diesem Fall verfügt das Netz nicht über die Möglichkeit, zusätzliches Gas aufzunehmen oder abzugeben.

Im Winter liegt der Transportbedarf häufig besonders hoch, zugleich nimmt der Pufferbedarf grundsätzlich zu, wenn mehr Lasten am Netz sind. Letzteres wird durch die Kurven in Abbildung 11 bestätigt, die für den Winter einen rund vierfach höheren Puffereinsatz aufweisen als für den Sommer.

- **Maximale Strömungsgeschwindigkeit:** Mit der Druckdifferenz über einem Rohr steigt die Flussgeschwindigkeit im Rohr an. Diese wird von den Netzbetreibern in der Regel auf 20 m/s begrenzt, weil oberhalb davon der Bedarf an Treibenergie unzulässig stark ansteigen würde; im Einzelfall können auch zu starke Schallemissionen auftreten. In besonderen Fällen kann die zulässige Geschwindigkeit auch deutlich höher oder niedriger liegen.⁹² Von den Netzbetreibern ist bei der Netzsteuerung darauf zu achten, dass diese Grenzen eingehalten werden.
- Begrenzungen der Netzfahrweise ergeben sich auch, weil Druckminderventile bei zu geringem Durchfluss zu „flattern“ beginnen und weil die Messgeräte unterhalb eines minimalen Durchflusses keine korrekten Werte liefern können. Indirekt ergeben sich daraus ebenfalls Grenzen für die Speicherfähigkeit der Netze.

Betriebliche Grenzen der Speicherfähigkeit von Gasleitungen:

- Im Betrieb jedes Gasnetzes gibt es zusätzliche betriebliche Vorgaben, die die Speicherfähigkeit der Gasleitungen vermindern. Insbesondere wirken Sicherheitsvorgaben des Netzbetreibers begrenzend auf die Speicherfähigkeit, wenn z.B. von den maximalen und minimalen Drücken im regulären Betrieb ein vordefinierter Abstand einzuhalten ist. Die Sicherheitsabstände müssen umso größer sein, je größer der Anteil gemessener Letztverbraucher in dem Netz ist, da deren Lastschwankungen für den Netzbetreiber nicht prognostizierbar sind.⁹³

4.2 Externe Regelenenergie

Wenn die Instrumente der internen Regelenenergie nicht ausreichen, um die netztechnischen Probleme zu lösen, können die Bilanzkreisnetzbetreiber externe Regelenenergie einsetzen.

⁹² vgl. Cerbe 2008, S. 138 f. Abweichungen von diesen Regeln treten in Sonderfällen auf: Bei Flussunterquerungen (Dükern) können kleinere Rohrdurchmesser gewählt werden, in denen höhere Fließgeschwindigkeiten toleriert werden. Geringere Maximalgeschwindigkeiten treten in Leitungen auf, die vorher z.B. für den Transport von Kokereigas verwendet wurden. In solchen Leitung liegt Rohrstaub, der bei einer zu hohen Strömungsgeschwindigkeit aufgewirbelt würde. In solchen Leitungen soll eine Strömungsgeschwindigkeit von 3 m/s nicht überschritten werden, vgl. Cerbe 2008, S. 139 und Dörbrand/Hüggling S. 466.

⁹³ Zur Verminderung dieses Effektes ist in der Festlegung GABi-Gas die Möglichkeit vorgesehen, dass die Ausspeisenetzbetreiber einzelnen großen Letztverbrauchern Vorgaben hinsichtlich technischer Grenzen der Nutzung ihres Anschlusspunktes machen können. Wenn der Letztverbraucher seine Abnahme nur nach Vorankündigung und/oder nur mit einer bestimmten Steigerungsrate erhöhen oder vermindern kann, dann erhöht dies die Planbarkeit für die Netzbetreiber. Vor ungeplanten Produktionsausfällen schützt dies allerdings nicht. Vgl. Festlegung GABi-Gas, Anlage 2 S. 5, vgl. auch § 4 Abs. 2 GasNZV.

Dazu können sie Gasmengen von Netznutzern oder Speicherbetreibern übernehmen oder an diese übergeben. Grundsätzlich könnte externe Regelenergie vom Bilanzkreisnetzbetreiber auf dem regulären Gashandelsmarkt gekauft werden, allerdings ist auf den deutschen Handelsplätzen bislang die Liquidität so gering, dass diese Option noch keine nennenswerte Rolle spielt.⁹⁴ Der Bilanzkreisnetzbetreiber Gaspool hat rund ein Jahr nach Inkrafttreten von GABi-Gas begonnen, externe Regelenergie direkt über eine gesonderte Plattform am Virtuellen Handelspunkt zu beschaffen.⁹⁵ Der Bilanzkreisnetzbetreiber NetConnect Germany hat begonnen, Regelenergie an der Börse EEX zu beschaffen.⁹⁶

Obwohl damit erste Beschaffungen von externer Regelenergie an den Handelsmärkten durchgeführt werden, müssen sich die Bilanzkreisnetzbetreiber aufgrund der fehlenden Liquidität gegenwärtig noch vorab mit Anbietern externer Regelenergie vertraglich abstimmen, um im konkreten Einsatzfall sicher auf externe Regelenergie zurückgreifen zu können. Vertraglich geklärt werden müssen die Modalitäten des Abrufs und des Einsatzes und der Preis für die Erbringung von Regelenergie.

Die Festlegung GABi-Gas enthält Vorgaben zu einer Differenzierung der externen Regelenergie hinsichtlich der Frage, ob der Regelenergiebedarf lokal oder global besteht (vgl. nachfolgenden Abschnitt 4.2.1), hinsichtlich der Laufzeit (vor allem: dauerhaft oder vorübergehend) und hinsichtlich der Bezahlung von Vorhalteentgelten (Leistungspreisen) durch die Bilanzkreisnetzbetreiber. Diese Differenzierungen sind in den Beschaffungsverfahren angemessen zu berücksichtigen.⁹⁷

4.2.1 Globale und lokale externe Regelenergie

Netzwerkprobleme können im gesamten Netz oder nur in Netzbereichen auftreten. Entsprechend ist auch der Regelenergieeinsatz, der zur Behebung dieser Probleme durchgeführt wird, differenziert.

- Ein globaler Regelenergiebedarf ergibt sich, wenn im System insgesamt ein Überschuss oder ein Mangel an Gas vorherrscht. Dann ist es erforderlich, ausgleichend tätig zu werden, wobei der Ort der Ein- oder Ausspeisung der Regelenergie unerheblich ist. Der Erfüllungsort dieser Art von Regelenergie kann der Virtuelle Punkt sein. Globaler Regelenergiebedarf resultiert vornehmlich aus Bilanzdifferenzen der Netznutzer.
- Lokale Regelenergie ist dann erforderlich, wenn in einem Teil des Netzes oder in einem nachgelagerten Netz Zustände bestehen oder zu erwarten sind, die die technischen und betrieblichen Grenzen (vor allem Druckgrenzen und Grenzen der Strömungsgeschwindigkeit) zu überschreiten geeignet sind. Dann muss externe Regelenergie an einem bestimmten Punkt oder in einem bestimmten Bereich angestellt werden. Lokaler Regelenergiebedarf resultiert vornehmlich aus technischen Netzwerkeffekten.

Lokale Probleme der Netze können im Wesentlichen aus zwei prinzipiell unterschiedlichen Gründen entstehen:

⁹⁴ Vgl. Hewicker/Kesting 2007, S. 99 ff.

⁹⁵ Vgl. www.gaspool.de/portal_regelenergie.html (zuletzt aufgerufen 1.11.2009.)

⁹⁶ Vgl. www.net-connect-germany.de/cps/rde/xbcr/SID-F80D9FD9-6AE9BB1A/ncg/x-pm-d-090914_EEX.pdf (zuletzt aufgerufen 1.11.2009.)

⁹⁷ Aufgrund der fehlenden Festlegungskompetenz sind diese Vorgaben nur teilweise verbindlich. Verbindlich ist zum Beispiel die Pflicht zu Differenzierung der Veröffentlichung zur eingesetzten Regelenergie nach dauerhaftem oder kurzfristigem und nach globalem oder lokalem Einsatz (vgl. Festlegung GABi-Gas, Tenor Nr. 3c der.) Diese Differenzierung auch in der betrieblichen Praxis zu berücksichtigen, ist nur eine Empfehlung, wie in Fußnote 75 beschrieben.

- Lokale Probleme bestehen, wenn die geographischen Belastungsunterschiede im Netz zu einer Überschreitung der technisch zulässigen Grenzen führen können, wobei diese Grenzen bei unterschiedlichen Lastsituationen auch unterschiedlich sein können. Wenn ein Netz z.B. dafür ausgelegt ist, einen Verbrauchsschwerpunkt aus zwei unterschiedlichen Einspeisepunkten zu versorgen, dann dürfte es regelmäßig an diesen beiden Punkten einen Mindestanteil der Einspeisung geben, der technisch erforderlich ist, damit die Versorgung auch tatsächlich technisch sichergestellt werden kann. Wenn die Netznutzer oder die angrenzenden Netzbetreiber einen dieser Anteile in ihren Aktivitäten zu gering berücksichtigen, wird an diesem Punkt der Einsatz lokaler Regelenergie erforderlich; ggf. wird an beiden Punkten lokale externe Regelenergie mit unterschiedlichen Vorzeichen nötig.
- Innerhalb von Marktgebieten kann es den Fall geben, dass die Aufspeisung nachgelagerter Netze aufgrund eines lokalen Engpasses nicht ohne Einsatz eines Speichers möglich ist, der die technisch nicht mögliche Aufspeisung zeitlich überbrückt. Dieser Speicher muss dafür innerhalb des nachgelagerten Netzes liegen. Gemäß GABi-Gas ist auch der dafür erforderliche Regelenergieeinsatz vom Bilanzkreisnetzbetreiber zu beschaffen und zu veranlassen.⁹⁸

Im Einzelfall kann es vorkommen, dass lokale und globale Regelenergie gegenläufig eingesetzt werden müssen, dass also zum Beispiel lokal mit zusätzlichem Gas das Netz gestützt werden muss, während zugleich das Netz insgesamt überfüllt ist und Gas abgeben muss.

4.2.2 Kurzfristiger und dauerhafter Einsatz externer Regelenergie

Die unterschiedlichen Laufzeiten des Regelenergieeinsatzes ergeben sich aus den unterschiedlichen Problemen, die durch diesen Einsatz zu lösen sind. Entsprechend wird auch in der Festlegung GABi-Gas zwischen den verschiedenen Laufzeiten der externen Regelenergie unterschieden; beide sollen in spezifischen Ausschreibungsverfahren beschafft und eingesetzt werden.⁹⁹

Dauerhafte externe Regelenergie ist dann erforderlich, wenn im Netz insgesamt Gas fehlt oder überschüssig ist, ohne dass zu erwarten ist, dass dies innerhalb kurzer Frist durch entsprechend gegenläufige Schwankungen wieder ausgeglichen wird. Dabei kann der Bedarf einerseits durch gleichgerichtete Bilanzdifferenzen der Netznutzer ausgelöst werden oder durch eine gezielte Veränderung des mittleren Druckniveaus in den Netzen.

Dauerhafte externe Regelenergie kann als Bandbezug über einen oder mehrere Tage eingesetzt werden.¹⁰⁰ Sie ist in der Regel eher global und weniger lokal.

Kurzfristige Regelenergie wird demgegenüber innerhalb des Tages abgerufen und innerhalb des gleichen Tages oder kurz danach wieder zurückgegeben. Sie wird also vom Bilanzkreisnetzbetreiber nicht dauerhaft erworben, sondern nur „geliehen“. Die technischen Probleme, die mit dieser Art von Regelenergie gelöst werden, sind entsprechend kurzfristiger Natur.

Wie Abbildung 12 zeigt, ist der Bedarf kurzfristiger Regelenergie umso höher, je kleiner der Druckbereich des Netzpuffers ist.

⁹⁸ Vgl. Festlegung GABi-Gas, Anlage 2, S. 11. Die Regelungen aus § 9 KoV III, nach denen nachgelagerte Netzbetreiber über Beschaffung und Einsatz von „Einspeisezusagen“ und „sonstigen Lastflusszusagen“ eigenständig entscheiden, steht zu dieser Regelung in einem Spannungsverhältnis.

⁹⁹ Im Beschluss GABi-Gas wird die kurzfristige externe Regelenergie als „untertägige Strukturierung“ bezeichnet. Die Beschaffung dauerhafter externer Regelenergie wird als „Beschaffung oder Veräußerung von Gasmengen“ bezeichnet, vgl. Festlegung GABi-Gas, Anlage 2, S. 13 f.

¹⁰⁰ vgl. Festlegung GABi-Gas, Anlage 2, S. 14.

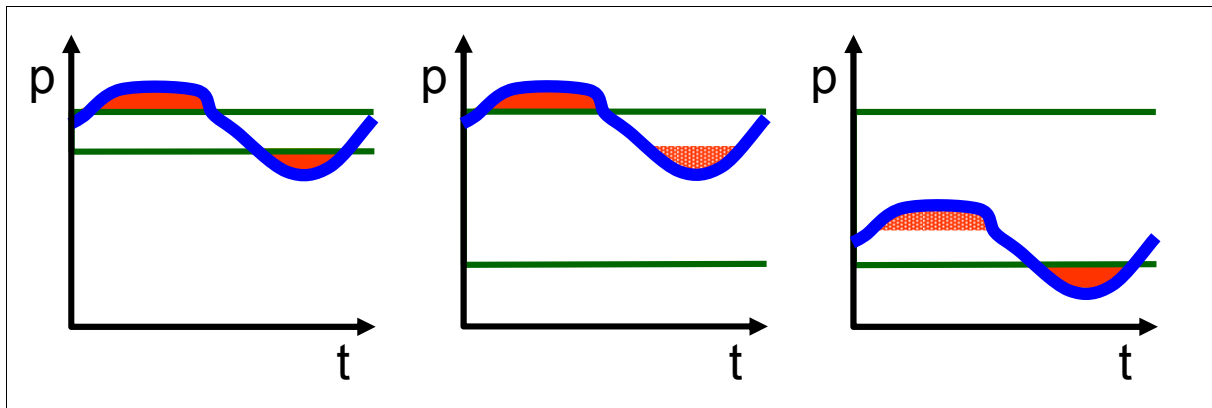


Abbildung 12: Wenn der zulässige Druckbereich (grün) nur sehr schmal ist, wie in der linken Grafik dargestellt, können die Lastschwankungen (blaue Kurve) diesen Bereich innerhalb eines Tages sowohl nach oben als auch nach unten überschreiten. Gas, das während des ersten Teils des Tages als externe Regelenergie eingesetzt wurde (erster roter Bereich), kann im zweiten Teil des Tages wieder zurückgegeben werden (zweiter roter Bereich.) Aber auch, wenn der zulässige Druckbereich größer ist und die Über- oder Unterschreitung innerhalb des Tagesverlaufs nur in einer Richtung vorkommt, wie in der mittleren und der rechten Grafik veranschaulicht, kann die kurzfristig erforderliche externe Regelenergie noch im Tagesverlauf zurückgegeben werden; in der Grafik ist dies beispielhaft als schraffierte Fläche dargestellt.

Auch hinsichtlich der Laufzeiten der externen Regelenergie kann es im Einzelfall vorkommen, dass kurzfristige und dauerhafte Regelenergie gegenläufig eingesetzt werden, dass das Netz also zum Beispiel kurzfristig mit zusätzlichem Gas gestützt werden muss, während zugleich das Netz insgesamt eher überfüllt ist und Gas abgeben muss. Hier erfolgt der gegenläufige Einsatz aber nicht aus technischen Gründen, sondern aus ökonomischen: Es dürfte in vielen Fällen preiswerter sein, die dauerhafte externe Regelenergie als konstantes Band über mehrere Tage einzusetzen und davon unabhängig kurzfristige Regelenergie einzusetzen, wenn dies nötig ist.

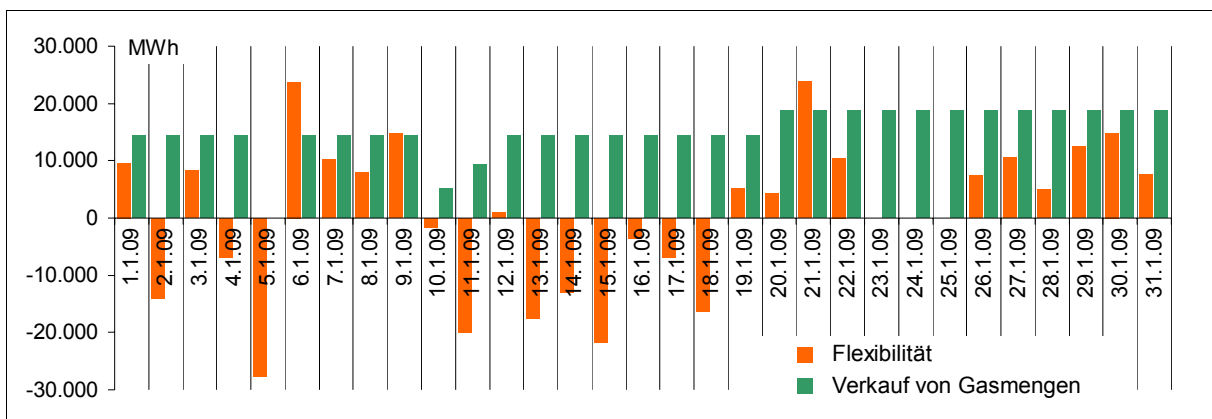


Abbildung 13: Kurzfristige und dauerhafte externe Regelenergie am Beispiel des Marktgebietes H-Gas-Norddeutschland im Januar 2009. Die kurzfristige externe Regelenergie, hier gemäß den Formulierungen der Gasunie Deutschland als „Flexibilität“ bezeichnet, schwankt von Tag zu Tag deutlich und tritt im Januar 2009 mit beiden Vorzeichen auf. Dauerhafte externe Regelenergie, hier als „Verkauf von Gasmengen“ bezeichnet, tritt in dieser Zeit nur mit einem Vorzeichen auf und ist mehrmals über mehrere Tage hinweg konstant. An zehn Tagen, z.B. am 2. Januar, kommt es zu einem gegenläufigen Einsatz kurzfristiger und dauerhafter externer Regelenergie, vgl. www.gasunie.de/regelenergie/index.cfm?language=de (zuletzt aufgerufen 1.11.2009.)

In Abbildung 13 ist diese Tatsache anhand der veröffentlichten Zahlen des Marktgebietes H-Gas-Norddeutschland¹⁰¹ für Januar 2009 verdeutlicht.

Der gegenläufige Einsatz kurzfristiger und dauerhafter externer Regelenergie ist nicht optimal und es ist anzustreben, die dauerhafte Regelenergie in einer Weise einzusetzen, dass

¹⁰¹ Das Marktgebiet H-Gas-Norddeutschland ist zum 1.10.2009 im Marktgebiet Gaspool aufgegangen.

der kurzfristige Bedarf minimiert wird. Dies setzt eine weitsichtige und geschickte Strategie des Bilanzkreisnetzbetreibers voraus, die nicht in allen Fällen zu einer vollständigen Vermeidung kurzfristigen Regelenergieeinsatzes führen kann. In Abbildung 13 ist zu erkennen, dass es bis zum 18.1.09 häufig zu einem gegenläufigen Einsatz kurzfristiger und dauerhafter Regelenergie kam. Danach waren beide gleichgerichtet.

Der Regelzonenführer der österreichischen Regelzone Ost, das Austrian Gas Grid Management (AGGM), hat bereits 2003 das Wechselverhältnis von untertäglichem und täglichem Regelenergieeinsatz analysiert (vgl. Abbildung 14 und Abbildung 15.) Dazu wurde für einen Beispieltag im September 2003 der tatsächliche Regelenergieeinsatz einem rechnerisch optimalen Regelenergieeinsatz gegenübergestellt. Es wird geschlussfolgert, dass anstelle eines stündlich wechselnden Regelenergieeinsatzes ein Tagesband möglich und vorzugs- würdig gewesen sei.

Die Betrachtung der dazu veröffentlichten Grafiken erlaubt zugleich Überlegungen über mögliche Grenzen des Austauschverhältnisses der beiden Arten von Regelenergie.

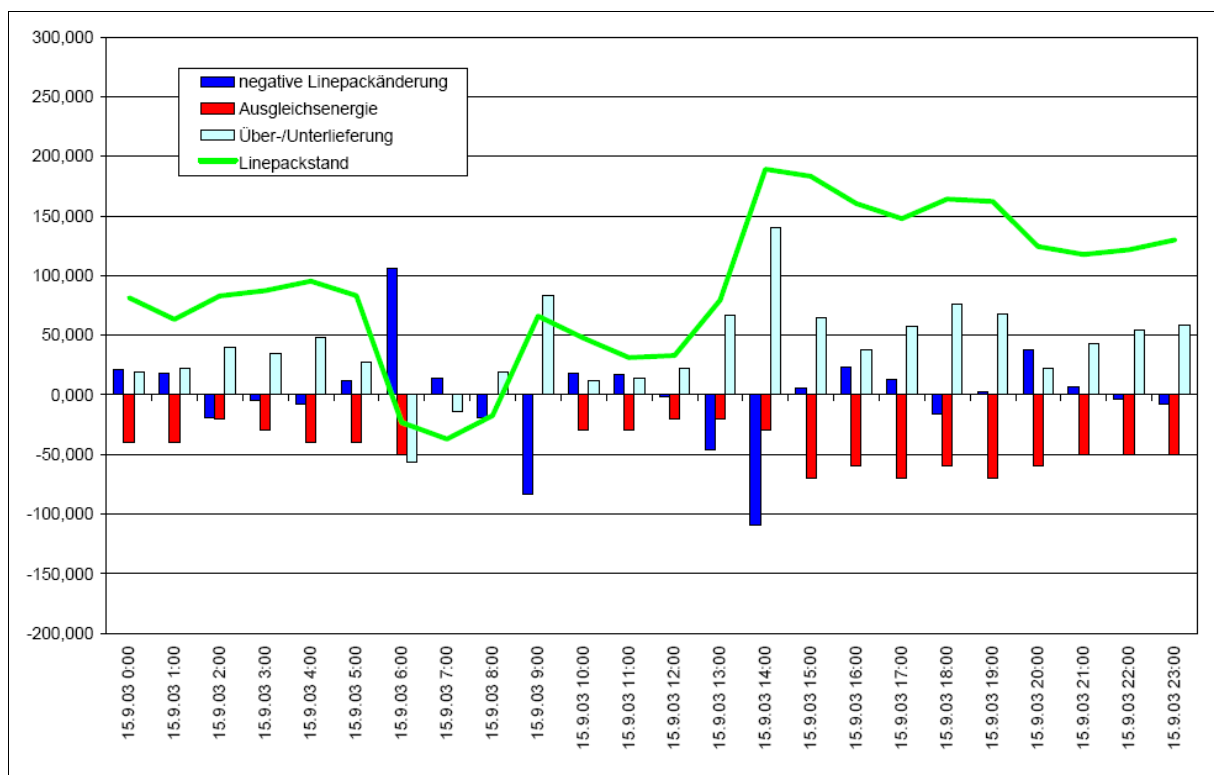


Abbildung 14: Die Abbildung zeigt die Situation am 15.9.2003 im Netz der österreichischen Regelzone Ost. Abweichend von der durch GABi-Gas definierten Begrifflichkeit, wird in Österreich die Regelenergie als (physische) Ausgleichsenergie bezeichnet und ist in der Grafik rot dargestellt. Die grüne Linie zeigt den rechnerischen Netzfüllstand, hier als „Linepackstand“ bezeichnet. Die systematische Überspeisung (hier „Überlieferung“ genannt) beläuft sich an diesem Tag auf rund 960.000 m_N^3 (Zahlenwerte aus Grafik entnommen.) Der Regelzonenführer AGGM hat darauf durch einen stündlich wechselnden Einsatz von insgesamt rund -930.000 m_N^3 Regelenergie reagiert, vgl. www.aggm.at/jart/prj3/aggm/data/uploads/Linepack/linepackermittlung.pdf (zuletzt aufgerufen 1.11.2009.)

Die Darstellungen der AGGM erlauben mehrere Rückschlüsse:

- Der Bedarf an Regelenergie an diesem Tag liegt ungefähr in der gleichen Höhe wie die Überspeisung der Bilanzkreise (960.000 m_N^3 zu -930.000 m_N^3 .) Ohne die Überspeisung der Bilanzkreise wäre nur Regelenergie in Höhe von -30.000 m_N^3 erforderlich gewesen.
- Wenn das Netz in der Lage ist, eine Abweichung von 220.000 m_N^3 technisch auszugleichen, kann anstelle einer strukturierten Regelenergie ein Tagesband eingesetzt werden.

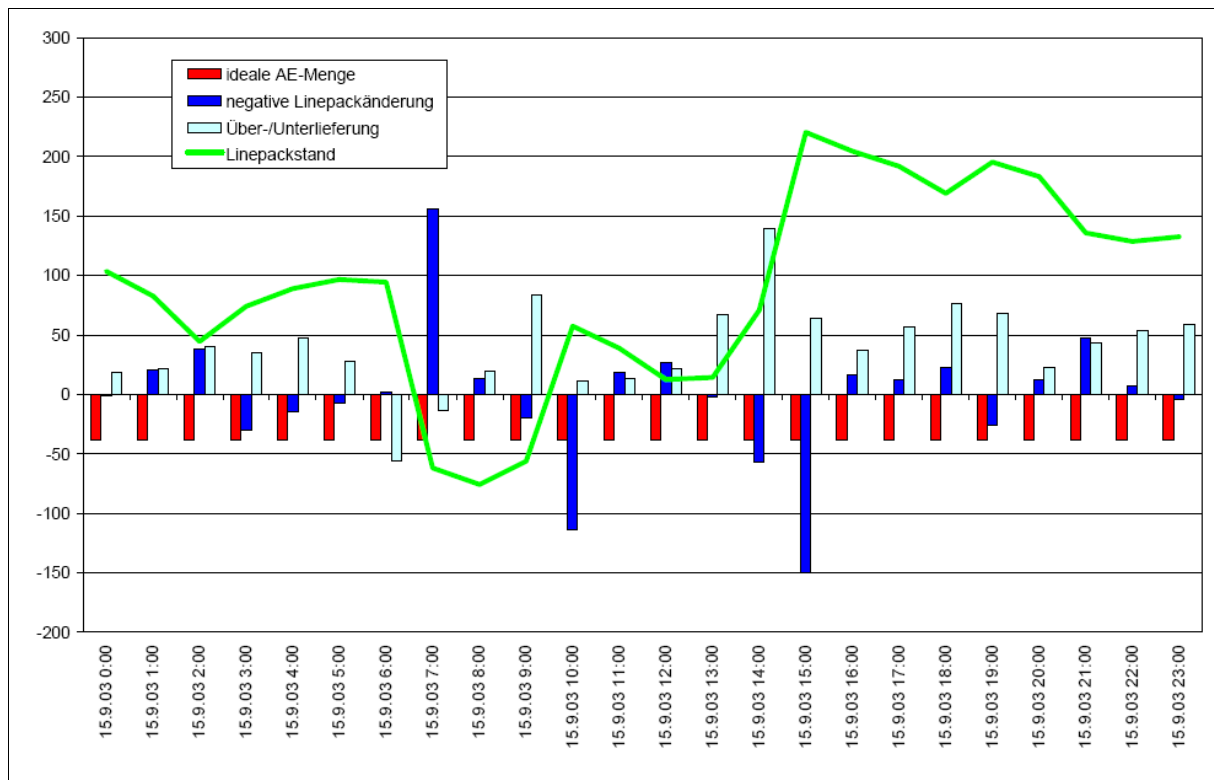


Abbildung 15: Diese Abbildung zeigt ebenfalls die Situation am 15.9.2003 im österreichischen Netz. Abweichend von der vorstehenden Abbildung 14 wurde hier von AGGM angenommen, dass der Regelzonenführer durch eine gleichmäßige Regelenergielieferung (rot) von rund $-40.000 \text{ m}_N^3/\text{h}$ auf die Überspeisung der Bilanzkreise reagiert. Es zeigt sich, dass dies um 15:00 Uhr zu einem Anwachsen des Netzfüllstandes („Linepackstand“) auf einen Wert von rund 220.000 m_N^3 geführt hätte, während in Abbildung 14 der Netzfüllstand knapp unterhalb von 200.000 m_N^3 bleibt (Zahlenwerte sind aus Grafik entnommen), vgl. www.aggm.at/jart/prj3/aggm/data/uploads/Linepack/linepackermittlung.pdf (zuletzt aufgerufen 1.11.2009.)

- Unter der fiktiven Annahme, das Netz könne eine Abweichung von über 200.000 m_N^3 nicht ausgleichen, müsste der Netzbetreiber auf den starken Anstieg am frühen Nachmittag reagieren und vorbereitend kurzfristige (stündliche) Regelenergie einsetzen. Dies könnte als kurzfristiger Zusatz zu einer Tagesband-Regelenergie realisiert werden.
- Bei der gleichen fiktiven Annahme könnte der Netzbetreiber möglicherweise am Vortag (in den Abbildungen nicht dargestellt) durch einen geeigneten Regelenergieeinsatz (ebenfalls als Tagesband) den Netzfüllstand abgesenkt haben, um am dargestellten Tag genügend Abstand zur (fiktiven) technischen Grenze von 200.000 m_N^3 zu halten.

Aus der Analyse des österreichischen Regelzonenführers lässt sich damit ablesen, dass der vorausschauende Einsatz von externer Regelenergie kurzfristige Reaktionen des Netzbetreibers entbehrlich machen kann und dass der Einsatz kurzfristiger externer Regelenergie auf Fälle beschränkt bleiben kann, in denen die Druckgrenzen des Systems erreicht werden. Dies ist für die Überlegungen hinsichtlich der Möglichkeiten von antizipierenden Allokations-Anpassungen von großem Gewicht (vgl. vor allem 5.3.1.)

4.3 Lastflusszusagen

Am tatsächlichen physischen Vollzug ihrer Transporte haben Netznutzer dort ein Interesse, wo tatsächlich Gas fließen muss, um die vertraglichen Verpflichtungen des Netznutzers zu erfüllen. Dies ist nur bei Letztverbrauchern, an physischen Speichern und bei Produktionsanlagen der Fall. In allen anderen Fragen hat der Netznutzer nur ein Interesse an einer korrekten bilanziellen Abwicklung. Der Netznutzer will so gestellt werden, als wenn das Gas für ihn

transportiert wurde. Ob dieser Transport vom Netzbetreiber zur gleichen Zeit am gleichen Ort mit dem gleichen Gas getätigt wird oder nicht, ist für den Netznutzer ohne Belang.

Eine Zwischenstellung nehmen Handelsgeschäfte ein, die „am Flansch“ getätigt werden, also im Niemandsland jenseits der Ausspeisung aus dem einen Marktgebiet und vor der Einspeisung in das andere Marktgebiet. Hier handelt es sich um ein Geschäft, das einen physischen Erfüllungsort hat. Auch in diesen Fällen gibt es aber keinen physischen Gasbedarf wie beim Letztverbraucher oder ein physisches Gasangebot wie bei der Produktion. Darum reicht auch bei diesen Geschäften mit physischen Erfüllungsorten eine bilanzielle Erfüllung aus.

Bei allen Transportaufgaben, bei denen eine bilanzielle Erfüllung ausreicht, können die Netzbetreiber die technischen Einrichtungen weitgehend unabhängig von den Transportkunden in optimierter Form gemäß den Netzerfordernissen steuern. Dazu gehört, dass sie z.B. durch den Einsatz der Netzpuffer die Transportaufgaben aktiv vergleichmäßigen können.

Auf der Basis der Kenntnisse der Netzbetreiber über die Fähigkeiten ihrer Netze zur Vergleichmäßigung der Lasten, über die Möglichkeit zwischen bilanzieller und physischer Erfüllung Differenzen zuzulassen und über das erwartbare Verhalten der Netznutzer, das jeder Kapazitätsberechnung zugrunde zu legen ist, können die Netzbetreiber zusätzliche Kapazitäten ausweisen. Im seltenen Fall, dass alle Netznutzer ihre gebuchten Kapazitäten gleichzeitig in einer Höhe nominieren, dass die Fähigkeiten des Netzes zur zeitlichen und räumlichen Verlagerung der Transporte nicht mehr ausreichen, um die physischen Erfordernisse zu erfüllen, muss externe Regelenergie zum Einsatz kommen.

Von den Fernleitungsnetzbetreibern wird diese Möglichkeit des Einsatzes externer Regelenergie verwendet, um zusätzliche feste Kapazität an den Ein- und Ausspeisepunkten ausweisen zu können. Regelenergie für diesen Einsatzzweck wird angelehnt an § 6 Abs. 3 Nr. 1 GasNZV als „Lastflusszusage“ bezeichnet. In der Praxis der Netzsteuerung sind Lastflusszusagen nicht von der externen Regelenergie unterscheidbar. Beides kommt zum Einsatz, wenn eine Über- oder Unterschreitung der Druckgrenzen der Netze anders nicht vermieden werden kann. Allerdings werden bei Lastflusszusagen die Einsatzentscheidung und die Beschaffung gegenwärtig nicht durch den Bilanzkreisnetzbetreiber durchgeführt, sondern eigenständig durch die einzelnen Netzbetreiber.

Solche Lastflusszusagen enthalten in praktisch allen Fällen eine lokale Komponente, sie enthalten also die Zusage eines Netznutzers an den Netzbetreiber, an einem bestimmten Punkt im Netz Gas auf Wunsch des Netzbetreibers einzuspeisen oder auszuspeisen oder die Ein- oder Ausspeisung an diesem Punkt zu reduzieren. Globale Lastflusszusagen, die unmittelbar auf den Virtuellen Punkt wirken, gibt es nicht.¹⁰² Lastflusszusagen stellen daher lokale externe Regelenergie dar. In vielen Fällen sind Lastflusszusagen als gekoppelte Regelenergie ausgestaltet: der Netznutzer sagt z.B. zu, seine Einspeisung an einem Punkt zu reduzieren und an einem anderen Punkt zu erhöhen.

Darüber hinaus räumt die Kooperationsvereinbarung in § 9 den Einsatz von „kapazitätsrelevanten Instrumenten“ auch durch nachgelagerte Netzbetreiber ein. Lastflusszusagen sollen demnach ausdrücklich zu dem Zweck eingesetzt werden, die interne Bestellung beim vorge-

¹⁰² Vgl. die Definition des Begriffs „Lastflusszusage“ in der KoV III: „Vertragliche Vereinbarung zwischen Transportkunden und Netzbetreiber über die Zusage eines bestimmten Gasflusses an einem Ein- oder Ausspeisepunkt.“ (Anlage NZB 1 der Anlage 3 KoV III.)

lagerten Netzbetreiber zu reduzieren.¹⁰³ Hierbei handelt es sich im Regelfall ebenfalls um lokale externe Regelenergie.

Das Verhältnis von Lastflusszusagen einerseits und sonstiger externer Regelenergie andererseits wurde von der Bundesnetzagentur bislang nicht geklärt; dies liegt zum Teil daran, dass die Bundesnetzagentur gemäß § 42 Abs. 7 Nr. 1 ausdrücklich keine Festlegungskompetenz zu Lastflusszusagen hat. Dennoch gibt es erste Aussagen der Bundesnetzagentur zu Lastflusszusagen:

- Die Festlegung GABi-Gas enthält den Hinweis, dass verfügbare Lastflusszusagen beim Regelenergieeinsatz „in die wirtschaftliche Gesamtoptimierung einzubeziehen“¹⁰⁴ sind. Damit soll offenbar vermieden werden, dass die Netzbetreiber externe Regelenergie einsetzen, obwohl es kostengünstiger möglich gewesen wäre, eine bestehende Lastflusszusage einzusetzen. Wenn kostengünstige Regelenergie verfügbar ist, gilt dies entsprechend umgekehrt. Außerdem soll der gegenläufige Einsatz der beiden Arten von Regelenergie vermieden werden.
- Die für die Marktgebietszusammenlegung zwischen Bayernets und EGT als erforderlich erachteten Lastflusszusagen wurden im Rahmen einer „freiwilligen Selbstverpflichtung“ gemäß der Anreizregulierungsverordnung ausdifferenziert.¹⁰⁵ Dabei ging es vor allem um die Beschaffungsverfahren, die diskriminierungsfrei auszugestalten sind.¹⁰⁶
- Im Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zur Kapazitätsbewirtschaftung findet sich eine ausführliche Beschreibung von möglichen Anforderungen an den Einsatz von Lastflusszusagen.¹⁰⁷

Für die gedanklich mögliche Zusammenführung von Lastflusszusagen und externer Regelenergie müsste die Zuständigkeit für beide in der Hand des Bilanzkreisnetzbetreibers zusammengeführt werden. Zudem wäre zu prüfen, inwieweit die Abwicklungs- und Umlageverfahren des Umlagekontos angepasst werden müssten, wenn nicht nur die bisher darüber abgerechnete externe Regelenergie, sondern zusätzlich diejenige externe Regelenergie, die bislang als Lastflusszusage bezeichnet wird, über diesen Mechanismus ausgeglichen werden sollte.

¹⁰³ Vgl. Küper/Zöckler 2007. Diese Regelung entspricht dem Wunsch vieler integrierter Stadtwerke, den eigenen Speicher weiterhin wirtschaftlich im eigenen Unternehmen einzusetzen. Sie reduzieren die interne Bestellung ins vorgelagerte Netz in Höhe der durch den Speicher realisierbaren Reduzierung der Spitzenlast und zahlen zumindest das dabei eingesparte Geld an den eigenen Speicher. Dadurch vermeiden sie, den Speicher den Netznutzern anzubieten. Dieses Verfahren kann nur in zwei Fällen sinnvoll sein: Entweder ist der Speichereinsatz erforderlich, weil die Kapazität der Anbindung an das vorgelagerte Netz nicht ausreicht, oder durch den Speichereinsatz wird das vorgelagerte Netz wirksam entlastet und es können dadurch zusätzliche Kapazitäten im Fernleitungsnetz angeboten werden. Inwieweit die generelle Regelung der KoV, in der der Einsatz von Lastflusszusagen im nachgelagerten Netz unabhängig vom Vorliegen eines Engpasses und vom Bedarf des vorgelagerten Netzes ermöglicht wird, mit dem Wortlaut von § 6 Abs. 3 Nr. 1 GasNZV vereinbar ist, muss an dieser Stelle offenbleiben.

¹⁰⁴ Vgl. Festlegung GABi-Gas, Anlage 2 S. 13.

¹⁰⁵ Vgl. § 11 Abs. 2 Satz 3 ARegV.

¹⁰⁶ Vgl. Festlegung GeLi-Gas.

¹⁰⁷ Vgl. Bundesnetzagentur, Neugestaltung des Kapazitätsmanagements, 2009, S. 8 f.

5 Antizipierende Allokations-Anpassung

Aufbauend auf den in Deutschland seit der Festlegung des Bilanzierungsmodells GABi-Gas geltenden Bedingungen wird vorliegend ein Verfahren für die Beschaffung externer Regelenergie gemacht. Dieses Verfahren besteht aus einer Antizipation des Regelenergiebedarfs und einer entsprechenden Anpassung der Allokationen im Rahmen der Bilanzierung. Zusammengefasst wird für dieses Verfahren der Begriff der „antizipierenden Allokations-Anpassung“ vorgeschlagen.

Das vorgeschlagene Verfahren basiert auf der Erkenntnis, dass ein vorausschauender Einsatz externer Regelenergie möglich ist und dazu führen kann, den Einsatz kurzfristiger Regelenergie zu vermeiden. Das Verfahren basiert zudem darauf, dass die Netznutzer, die Letztverbraucher beliefern, in den meisten Fällen ihre Netznutzung mit einem Vorlauf von etwas mehr als einem Tag planen. In dieser Zeit erstellen sie ihre Entnahmeprognosen und führen die dazu passende Beschaffung durch.

Das vorgeschlagene Verfahren enthält Lösungsansätze für vier grundlegende Probleme von Beschaffung und Einsatz externer Regelenergie:

- Das Gebot des möglichst sparsamen Einsatzes externer Regelenergie führt dazu, dass externe Regelenergie nicht in optimaler Weise vorausschauend eingesetzt werden kann. Die Netzsteuerung muss darum gegenwärtig regelmäßig mit Situationen zurecht kommen, in denen der Netzfüllstand nicht zur Netzlast passt.
- Der Einsatz, zumindest aber die Vorhaltung externer Regelenergie ist in praktisch allen Netzen unverzichtbar. Es gibt aber Situationen, in denen die Netzbetreiber zu wenig oder keine Angebote für Regelenergie von den Netznutzern erhalten. Es fehlt dann ein Mechanismus, mit dem der Bilanzkreisnetzbetreiber Regelenergie abrufen kann.
- Der eigenständige Beschaffungsmarkt für Regelenergie ist in vielen Fällen stark verzerrt, weil der Netzbetreiber als Nachfrager zuletzt auf jeden Preis eingehen muss und weil er zugleich Vorgaben für die Größe des Mindestangebotes machen muss, die den Kreis der möglichen Anbieter stark verkleinert. Die Marktmacht des Incumbent kann in diesem Markt zu zusätzlichen Verzerrungen führen.
- Es gibt es zwei Effekte, die die Kosten der externen Regelenergie steigern: Einerseits muss der Bilanzkreisnetzbetreiber zumeist eine erhebliche Spreizung zwischen den Preisen für negative und positive Regelenergie akzeptieren, zum anderen kann ein Regelenergieeinsatz nur über sehr kurze Fristen (wenige Tage) mit einem entgegengesetzten Einsatz ökonomisch saldiert werden. Meist ergeben sich zwei getrennte Einsätze.

Das vorgeschlagene Verfahren integriert die Beschaffung eines großen Teils der externen Regelenergie in die normalen Beschaffungsaktivitäten sämtlicher Netznutzer, die dadurch diskriminierungsfrei an der Bereitstellung dieser Energie beteiligt sind. Aus dem Verfahren ergeben sich zudem kostensenkende Effekte, während zugleich eine Optimierung der Netzsteuerung ermöglicht wird. Dem Bilanzkreisnetzbetreiber wird ein Instrument zur Verfügung gestellt, mit dem er in jeder Lastsituation externe Regelenergie einsetzen kann.

5.1 Das Verfahren der antizipierende Allokations-Anpassung

Das Verfahren der antizipierenden Allokations-Anpassung wird im Kapitel 5.5 im Detail entwickelt und die verschiedenen Ausgestaltungsvarianten werden im Detail diskutiert. Hier soll im Vorgriff auf diese Überlegungen das Modell zusammengefasst dargestellt werden.

Die antizipierenden Allokations-Anpassungen bestehen darin, dass der Bilanzkreisnetzbetreiber die Möglichkeit bekommt, am Vor-Vor-Tag der Lieferung (D-2) den Netznutzern gegenüber einen positiven oder negativen Prozentsatz zu benennen, um den die Ausspeise-Allokationen bei Letztverbrauchern hinsichtlich der Bilanzierung und hinsichtlich der untertägigen Strukturierung angepasst werden.

Die Netznutzer berücksichtigen den vom Bilanzkreisnetzbetreiber genannten Anpassungsprozentsatz bei ihrer Planung und vermindern oder erhöhen ihre Einspeisungen entsprechend. Diese Anpassungen der Allokationen führen dadurch effektiv zu einer Lieferung von positiver oder negativer externer Regelenergie in Form eines Tagesbandes durch alle Netznutzer, die Letztverbraucher beliefern. Die dadurch gelieferte externe Regelenergie wird den Netznutzern zum mittleren Ausgleichsenergiepreis vergütet.

Mit der Benennung des Anpassungsprozentsatzes können die Bilanzkreisnetzbetreiber auf einen beobachteten oder erwarteten Trend der Überfüllung der Netze ihres Marktgebietes bzw. auf einen Gasbedarf in den Netzen reagieren. Sie antizipieren damit den Bedarf an Regelenergie und stellen den Füllstand des Netzes auf einen ihnen in der spezifischen Situation geeignet erscheinenden Wert ein.

5.1.1 Basiserwägungen für antizipierende Allokations-Anpassungen

Der Vorschlag der Anwendung antizipierender Allokations-Anpassung basiert auf den in den vorstehenden Kapiteln dargelegten grundlegenden Fakten, die hier im Vorgriff auf die ausführliche Analyse in den nachfolgenden Abschnitten überblicksartig zusammengestellt und bewertet werden sollen.

Betreffend Standardlastprofilkunden wurde folgendes festgestellt:

- Standardlastprofile bilden nicht die tatsächliche Entnahme des einzelnen Kunden ab, sondern sind eine Annäherung, die erst über längere Zeiträume mehr oder weniger zutreffend ist.
- Gemäß der Festlegung GABi-Gas führt die Ausgestaltung der Standardlastprofile dazu, dass Netznutzer die Belieferungen als Tagesbandbelieferung umsetzen. Sie benötigen im Tagesrhythmus Flexibilität, nicht aber untertägig.

Dies legt den Gedanken nahe, dass eine Anpassung der Allokation mit einem vorab bekannten Prozentsatz bei dieser Letztverbrauchergruppe weder die Treffgenauigkeit des Standardlastprofils drastisch verschlechtert noch zu zusätzlichem Aufwand führen dürfte (vgl. unten 5.8.4.)

Für gemessene Letztverbraucher gilt:

- Gemessene Letztverbraucher belasten das Netz durch Abweichungen zwischen der Prognose des Netznutzers und der tatsächlichen Entnahme, sie belasten das Netz aber zusätzlich durch das Erfordernis, dass das Netz immer in der Lage sein muss, unerwartete Entnahmeschwankungen abzufangen.
- Die Behandlung der gemessenen Kunden, die die tägliche Allokation „RLMmT“¹⁰⁸ gewählt haben, führt dazu, dass die Netznutzer die Belieferungen als Tagesbandbelieferung planen und untertägig nicht auf die tatsächliche Entnahmeschwankung sondern allenfalls auf Prognoseabweichungen durch untertägige Flexibilitätsinstrumente reagieren (vgl. oben 3.2.3 und 3.2.3.1.) Wie die Netznutzer, die Standardlastprofilkunden versor-

¹⁰⁸ „RLMmT“ = Registrierende Leistungsmessung mit Tagesband, vgl. oben 3.2.3.

gen, benötigen auch diese Netznutzer ihre Flexibilität im Wesentlichen im Tagesrhythmus.

Dies legt auch für Netznutzer, die diese Letztverbrauchergruppe versorgen, den Gedanken nahe, dass eine Anpassung der Allokation mit einem vorab bekannten Prozentsatz praktisch nicht zu zusätzlichem Aufwand führen dürfte (vgl. ausführlich unten 5.8.4.)

Hinsichtlich externer Regelenergie wurde oben (vgl. 4.2.2) u.a. auf Basis einer österreichischen Veröffentlichung herausgearbeitet:

- Externe Regelenergie kann in den meisten Fällen in Form eines Tagesbandes eingesetzt werden. Insbesondere wenn dies in vorausschauender Weise erfolgt, lassen sich sonstige Bedarfe an externer Regelenergie vermindern und weitgehend vermeiden.

Dies zeigt, dass die Tagesbandlieferungen, die sich aus der Anwendung von antizipierenden Allokations-Anpassungen ergeben, einen großen Teil des sonstigen Regelenergiebedarfes ersetzen könnten.

Zusammengefasst zeigen diese Überlegungen, dass die Anwendung von antizipierenden Allokations-Anpassungen für die Netznutzer eine geringe Zusatzbelastung darstellt und für die Netzbetreiber eine Verringerung des sonstigen Bedarfs an externer Regelenergie bedeuten.

5.1.2 Einleitendes Beispiel

Das vorgeschlagene Verfahren der antizipierenden Allokations-Anpassung soll zunächst anhand eines Beispiels verdeutlicht werden (vgl. Abbildung 16):

- Ein Netznutzer beliebere ein gemischtes Portfolio mit Standardlastprofilkunden und gemessenen Kunden der Variante „RLMmT“.
- Am Tag D-2 mache der Bilanzkreisnetzbetreiber von der Möglichkeit der antizipierenden Allokations-Anpassung Gebrauch und gebe eine Anpassung von -2 % bekannt.
- Um 13:00 Uhr erhält der Netznutzer die Allokationsmitteilung des Bilanzkreisnetzbetreibers für seine Standardlastprofilkunden. Auf dieser Basis erarbeitet der Netznutzer bis zur Nominierung seiner Einspeisung am Tag D-1 eine Prognose des Tagesbedarfs der Letztverbraucher seines Gesamtportfolios. Dabei ergebe sich beispielsweise eine Prognosemenge von insgesamt 800 MWh für den Tag D.
- Aus dem Anpassungsprozentsatz von -2 % ergibt sich, dass am Tag D 2 % der Liefermenge vom Bilanzkreisnetzbetreiber an den Netznutzer übergeben wird. Bezogen auf die Prognose entspricht dies 16 MWh. Der Netznutzer wird also seine Nominierungen in den Fernleitungsnetzes des Marktgebietes und an den Speichern so einstellen, dass sich am Tag D im Saldo eine Einspeisung von 784 MWh ergibt, denn die fehlenden 16 MWh werden als vom Bilanzkreisnetzbetreiber geliefert allokiert.
- Im gesamten Marktgebiet habe der Bilanzkreisnetzbetreiber von einer Entnahme durch Letztverbraucher mit Tagesband in Höhe von 1.000.000 MWh gerechnet. Die Anwendung einer antizipierenden Allokations-Anpassung in Höhe von -2 % bewirkt aus Sicht des Bilanzkreisnetzbetreibers am Tag D eine dauerhafte negative Regelenergie in Höhe von -20.000 MWh. Da der Bilanzkreisnetzbetreiber die allokierten Ausspeisungen des Liefertages zwei Tage zuvor nur schätzen kann, ist auch die Anpassungsmenge, die sich aus dem Anpassungsprozentsatz ergibt, nicht exakt bekannt.

Für zahlreiche Detailfragen, unter anderem für die Bilanzierung der so gelieferten Mengen und deren Abrechnung werden in Kapitel 5.5 geeignete Lösungen erarbeitet und vorgeschlagen.

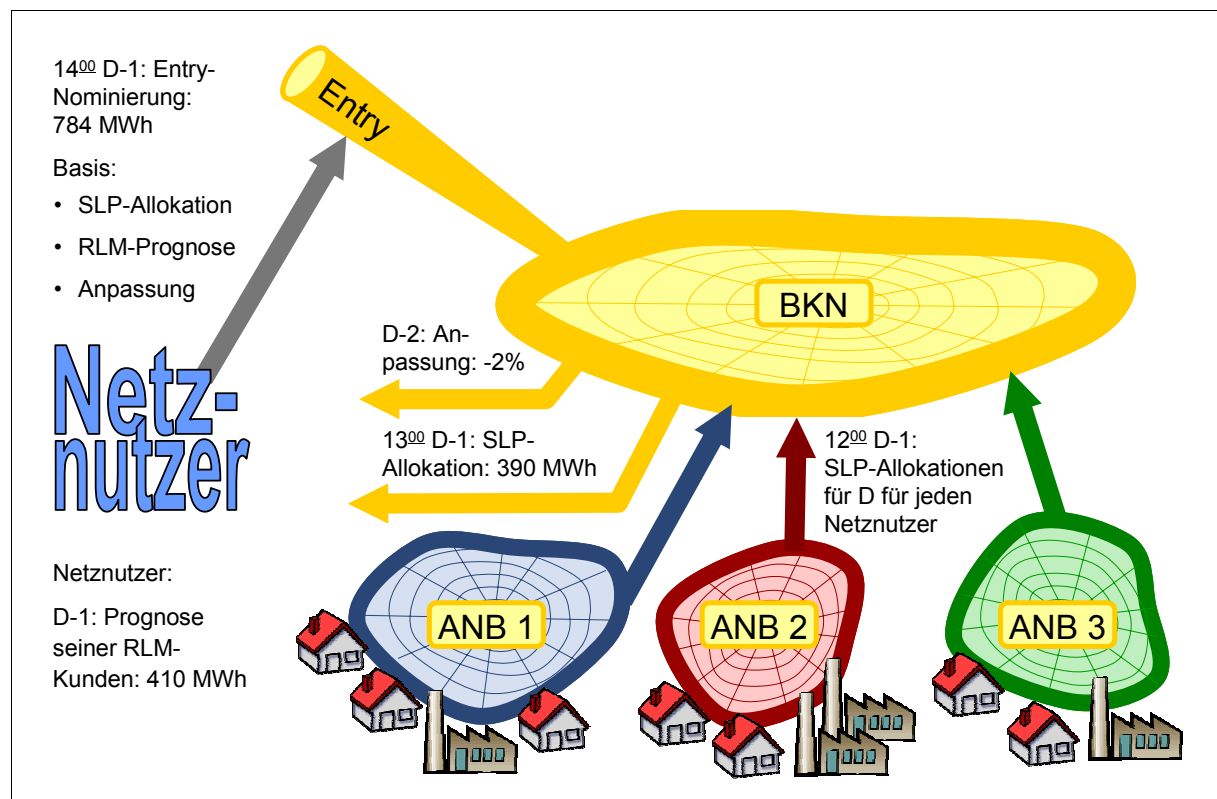


Abbildung 16: Beispiel für die Anwendung einer antizipierenden Allokations-Anpassung: Der Netznutzer prognostiziert für seine gemessenen Letztverbraucher (RLM-Kunden) eine Entnahme von 410 MWh. Die Ausspeisernetzbetreiber (ANB) melden für die Standardlastprofil-Kunden des Netznutzers insgesamt eine Allokation von 390 MWh, die der Bilanzkreisnetzbetreiber (BKN) am Tag D-1 um 13:00 Uhr an den Netznutzer meldet. Insgesamt ergibt sich eine Ausspeiseprognose von 800 MWh. Schon am Tag zuvor (D-2) hat der Bilanzkreisnetzbetreiber eine Anpassung von -2 % mitgeteilt, die bedeutet, dass der Netznutzer damit rechnet, 16 MWh vom Bilanzkreisnetzbetreiber bereitgestellt zu bekommen. Der Netznutzer passt seine Einspeisenominierung entsprechend auf 784 MWh an. (In dieser Beispiel-Darstellung sind einige Ausgestaltungs-Details bereits vorausgesetzt, die erst in der ausführlichen Diskussion der möglichen Konkretisierungen in Kapitel 5.5 hergeleitet und begründet werden.)

5.2 Einsatzweise antizipierender Allokations-Anpassungen

Antizipierende Allokations-Anpassungen sind bereits zwei Tage vor dem Liefertag D bekannt zu geben, damit sich die Netznutzer rechtzeitig auf die geforderten Anpassungen einstellen können. Für die Netzbetreiber bedeutet dies, dass nur die Regelenergiebedarfe durch Allokations-Anpassungen erfüllt werden können, die zu diesem Zeitpunkt bereits bekannt sind.

Die Netzbetreiber können dieses Instrument darum nicht reaktiv sondern nur prophylaktisch einsetzen. Sie können damit dafür sorgen, dass ihr Netz stets einen situativ optimal gefüllten Netzpuffer aufweist, weil dies ermöglicht, auf alle späteren Ereignisse in optimierter Weise reagieren zu können.

Dies bedeutet zugleich, dass die Netzbetreiber mit den antizipierenden Allokations-Anpassungen letztlich deutlich mehr externe Regelenergie einsetzen, als sie ansonsten einsetzen würden, weil sie bereits dann Allokations-Anpassungen verwenden, wenn noch kein dringender Bedarf besteht.

Auf lange Sicht heben sich die Unterschiede allerdings wieder auf, was in den folgenden Punkten begründet ist:

- Netzwerkeffekte wie Laufzeitdifferenzen oder das Erfordernis zum Auf- oder Abpuffern können zu einem Regelenergiebedarf führen, allerdings haben diese Effekte keine dauerhafte Komponente, da sie sich spätestens im Jahresverlauf ausgleichen. Im Frühjahr hat das Netz immer einen ungefähr gleichen Füllstand.
- Wirklich dauerhafte Differenzen in den Netzen können nur von dauerhaften und gleichgerichteten Differenzen in den Bilanzkreisen ausgelöst werden. Diese Differenzen müssen in jedem Fall als dauerhafte externe Regelenergie beschafft werden, unabhängig vom Verfahren der Beschaffung.

Auch wenn durch den vorausschauenden Einsatz von antizipierenden Allokations-Anpassungen insgesamt mehr externe Regelenergie verwendet wird, ist das Saldo des Einsatzes über hinreichend lange Zeiträume genauso groß wie bei sonstigen Beschaffungen. Ein wesentlicher Vorteil des vorgeschlagenen Verfahrens der antizipierenden Allokations-Anpassung besteht darin, dass nur für dieses Saldo der dauerhaften Regelenergie Kosten anfallen, was zu einer Kostensenkung gegenüber dem bisherigen Verfahren führen sollte.

5.3 Einsatzoptionen antizipierender Allokations-Anpassungen

Die Anwendung antizipierender Allokations-Anpassungen ist im Prinzip geeignet, alle Vorteile zu generieren, die sich mit externer Regelenergie in Form eines zwei Tage zuvor geplanten Tagesbandes erreichen lassen. Inwieweit alle damit erreichbaren Optionen aber tatsächlich durch die Anwendung antizipierender Standardlastprofile auch tatsächlich angestrebt werden sollten, wird jeweils vom Bilanzkreisnetzbetreiber abzuwägen sein.

Einschränkend ist hinsichtlich der Überlegungen der nachfolgenden Abschnitte hervorzuheben, dass die technischen Einsatzoptionen antizipierender Allokations-Anpassungen vorliegend nur abgeschätzt werden können. Zahlreiche Verfahrensweisen der Netzsteuerung sind nur erfahrenen Mitarbeitern der Netzbetreiber bekannt und bislang nicht in einer Weise veröffentlicht, die es erlauben würde, einen abschließende und vollständige Darstellung der Einsatzoptionen zu erstellen.

5.3.1 Verminderung des Bedarfs an kurzfristiger Regelenergie

Der Bilanzkreisnetzbetreiber, der gemäß GABi-Gas für Beschaffung und Einsatz interner und externer Regelenergie die Verantwortung trägt, kann durch die Anwendung antizipierender Allokations-Anpassungen dafür sorgen, dass die Netzpuffer seines Marktgebietes stets einen situativ geeigneten Füllstand aufweist, womit der Netzpuffer dem Bilanzkreisnetzbetreiber das Maximum an Handlungsspielraum eröffnet.

In starker Vereinfachung lässt sich die Wirkung eines passenden Tagesbandes anhand von Abbildung 17 erläutern. Abbildung 17 stellte eine starke Vereinfachung dar,

- weil der Druckverlauf ex ante nicht genau bekannt ist,
- weil das Netz keinen einheitlichen Druckverlauf aufweist, sondern räumlich stark unterschiedliche Drücke und Druckverläufe zeigt,
- weil der verfügbare Netzpuffer keinen konstanten Wert und keine scharfe Grenzen hat und ebenfalls räumlich differenziert ist und

weil die Darstellung suggeriert, dass die ideale Füllhöhe „die Mitte“ der zulässigen Druckspanne sei; dies ist aber angesichts der Komplexität der Netzsteuerung und der zu beachtenden Szenarien allenfalls im Ausnahmefall zutreffend.

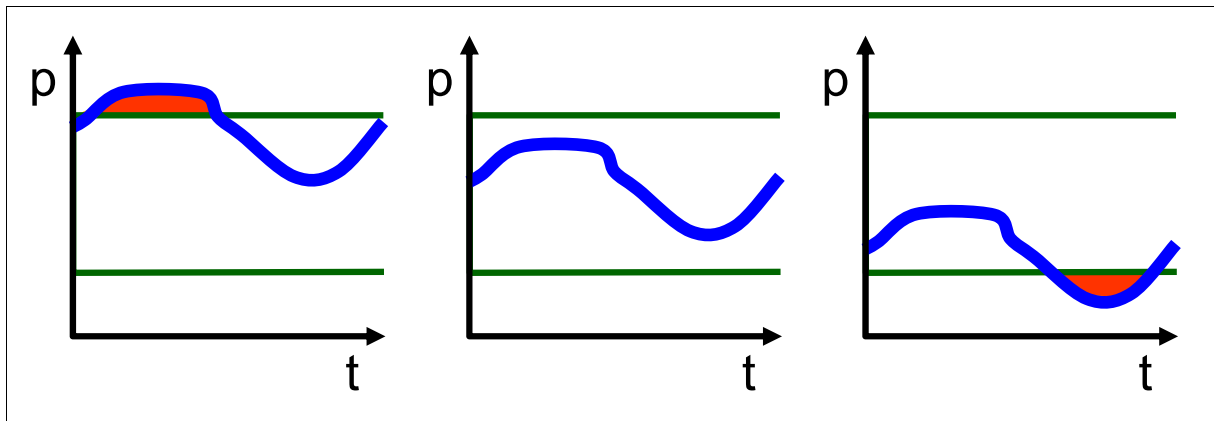
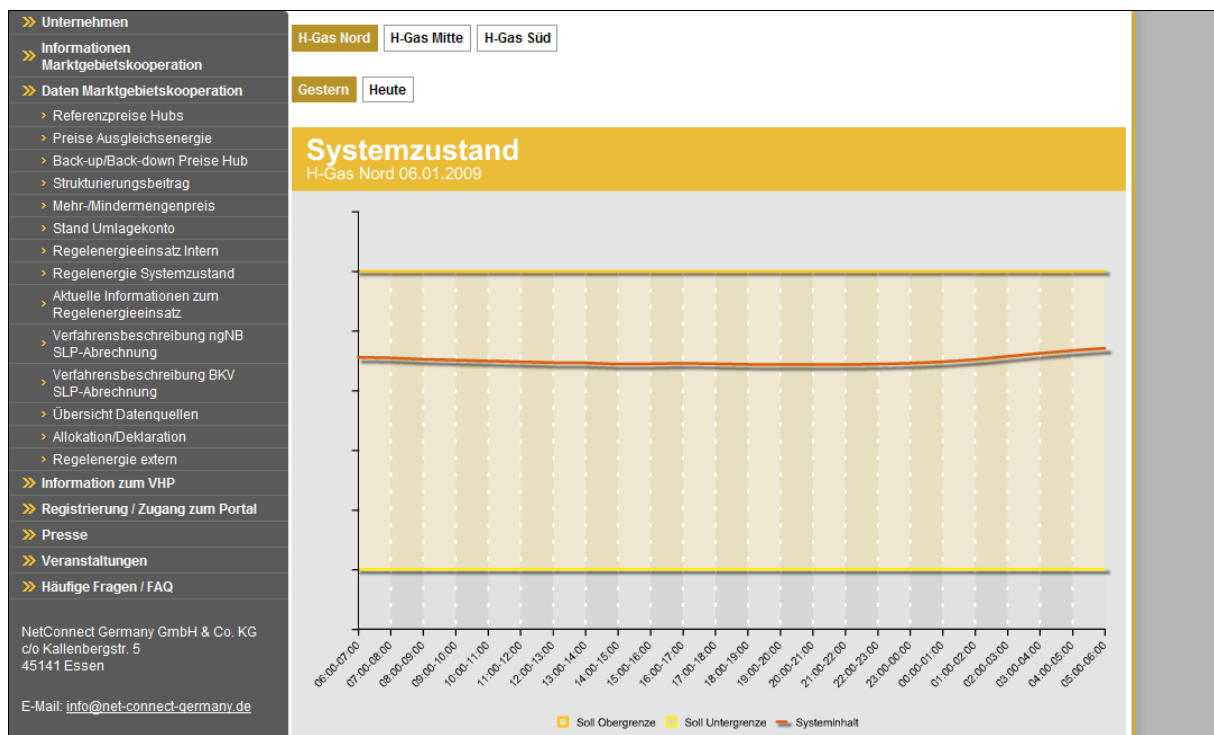


Abbildung 17: Der Druckverlauf (blaue Linie), der sich aus den Schwankungen der Last über den Tag ergibt, lässt sich durch eine antizipierende Ein- oder Ausspeisung eines Tagesbandes in vertikaler Richtung verschieben, so dass der Druckverlauf den Druckbereich des Netzpuffers (grüner Bereich) weder nach oben (linke Darstellung) noch nach unten (rechte Darstellung) überschreitet, sondern über den ganzen Tag innerhalb der Druckgrenzen des Netzpuffers verbleibt (mittlere Darstellung.) In der mittleren Darstellung kann der Einsatz untertägiger Regenergie (rote Bereiche) unterbleiben.

Trotz dieser Vereinfachungen macht Abbildung 17 deutlich, welcher Wirkmechanismus dem Einsatz antizipierender Allokations-Anpassungen gedanklich zugrunde liegt: Die für die Netzsteuerung zuständigen Mitarbeiter der Netzbetreiber haben die Möglichkeit, den Netzfüllstand vorab so zu beeinflussen, dass dieser bei der erwarteten Transportaufgabe die dabei auftretenden planbaren und unplanbaren Schwankungen möglichst umfassend abfangen kann.

Für das Marktgebiet NetConnect Germany werden für den aktuellen Tag und den Vortag die Systemzustände grafisch veröffentlicht. In der Abbildung 18 ist dies für die drei nicht näher spezifizierten Netzgebiete H-Gas Nord, Mitte und Süd dargestellt. Diese Veröffentlichungen ähneln grafisch der obigen Abbildung 17, was die prinzipielle Aussage dieser Grafik bestätigt, auch wenn die veröffentlichten Lastverläufe im Vergleich mit dem dargestellten Netzpuffer deutlich flacher sind.



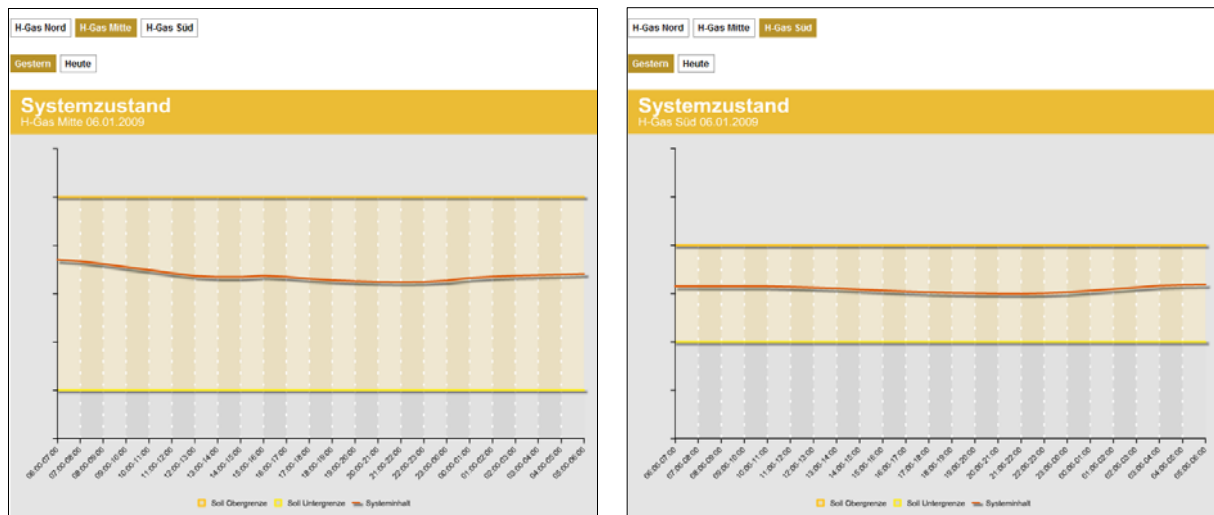


Abbildung 18: Veröffentlichungen des Systemzustands durch NCG, von denen auf der vorigen Seite für den Bereich H-Gas Nord ein vollständiger Screenshot und auf dieser Seite für H-Gas Mitte und Süd verkleinerte Ausschnitte wiedergegeben sind. Es zeigt sich, dass an dem zufällig ausgewählten Tag (6.1.2009) die untertägigen Schwankungen in Relation zur zulässigen Bandbreite nur sehr klein sind: Aus den Grafiken lässt sich eine Schwankung um rund 13 % der zulässigen Höhe ablesen. Außerdem zeigt sich, dass es in zwei der Gebiete zu einer Verringerung des Füllstandes (in der Grafik: „Systeminhalt“) gekommen ist und nur in einem Gebiet zu einer Steigerung. Da die Darstellungen ohne Einheiten sind, ist eine weitergehende Quantifizierung nicht möglich. Auf welchen Punkt im Netz sich die Darstellung bezieht, inwieweit sie auf Messwerten beruht und inwieweit nur Prognosen und Nominierungsdaten zugrunde gelegt wurden, ist nicht erkennbar. Die jeweils aktuellen Darstellungen sind veröffentlicht unter datenservice.net-connect-germany.de/Leitungsinhalte.aspx?MandantId=Mandant_Ncg (zuletzt aufgerufen 1.11.2009.)

5.3.1.1 Bereitstellung der für wärmegeführte Entnahmen erforderlichen kurzfristigen Regelenenergie

Ein erheblicher Teil der planbaren untertägigen Lastschwankungen geht auf die zeitliche Verteilung der wärmegeführten Entnahmen zurück. Bei der Versorgung von Haushalten und Gewerbe mit Heizenergie sind typische untertägige Schwankungen zu beobachten. Auch bei Industriekunden geht ein Teil der Entnahme auf die Gebäudeheizung zurück und ist damit zumindest teilweise parallel zu den Entnahmen der Gewerbekunden. Bei höherer Temperatur ist die Entnahme zwar geringer, die Schwankungen sind dann aber steiler. Bei synthetischen Standardlastprofilen kommen die verfahrensbedingten Abweichungen hinzu (vgl. oben 3.2.4.2) und bei analytischen Standardlastprofilen treten die Differenzen auf, die sich aus dem zweitägigen Versatz gemäß GABi-Gas ergeben (vgl. oben 3.2.4.3.)

Je kleiner der verfügbare Netzpuffer ist und je näher das Netz an einer seiner Druckgrenzen gefahren wird, desto eher ergibt sich aus den Schwankungen der wärmegeführten Entnahmen die Notwendigkeit, Regelenenergie einzusetzen.

Die mit der Entnahme wärmegeführter Kunden verbundenen Schwankungen können zwar verhältnismäßig groß sein, sind aber gut planbar. Sie sind mit einer entsprechenden Steuerung der Netze beherrschbar, und lassen sich damit auch als Grundlage für die Planung eines angemessenen Pufferfüllstandes verwenden. Dies gilt auch für die möglicherweise wiederkehrenden Fehler, die in den Standardlastprofilen des Marktgebietes typischerweise auftreten. Die Bilanzkreisnetzbetreiber können versuchen, in den ihnen vorliegenden Daten Regelmäßigkeiten aufzuspüren, anhand derer sie die erwartbaren Profilfehler vorhersagen können. Sowohl für die Vorbereitung des Netzes auf die erwartbaren Schwankungen wärmegeführter Entnahmen als auch für die Korrektur prognostizierbarer Lastprofil-Fehler können die Bilanzkreisnetzbetreiber antizipierende Allokations-Anpassungen einsetzen.

Ein Teil der Schwankungen wärmegeführter Entnahmen wird allerdings bereits auf der Ebene der Verteilernetze ausgeglichen. Dies gilt insbesondere dann, wenn die nachgelagerten Netze eine Mengensteuerung aufweisen. Allenfalls für den Teil dieser Schwankungen, die sich bis zum Fernleitungsnetz fortsetzen, können antizipierende Allokations-Anpassungen eingesetzt werden.

5.3.1.2 Reaktion auf Lastschwankungen bei gemessenen Letztverbrauchern

Die Gasbereitstellung bei gemessenen Letztverbrauchern ist insgesamt deutlich komplizierter als die bei Standardlastprofilkunden, weil hier die Planbarkeit deutlich geringer ist. Einerseits gibt es einen größeren Anteil an normalerweise schwankungsfreier Grundlast, andererseits sind die Schwankungen deutlich ausgeprägter und zumindest teilweise nicht vorhersehbar. Insbesondere der plötzliche Totalausfall einer Entnahme aufgrund einer technischen Störung beim Letztverbraucher ist nicht vorhersehbar und muss vom Netzbetreiber immer eingeplant werden.

Die Entnahmen dieser Gruppe von Letztverbrauchern eignen sich zwar weniger gut für die Planung des Netzbetriebs und eines idealen Pufferfüllstandes als die wärmegeführten Entnahmen, sie machen diese Planungen aber besonders notwendig. Gerade zur Vorbereitung auf die Möglichkeit unerwarteter Lastschwankungen der großen, nicht wärmegeführten Letztverbraucher ist es von Bedeutung, einen angemessenen Pufferfüllstand sicherzustellen.

Soweit diese Letztverbraucher im Fernleitungsnetz angeschlossen sind, dürften ihre Entnahmeschwankungen allerdings in der Regel kein Problem darstellen. Ihre Lastschwankungen sind zumeist klein im Vergleich zum verfügbaren Netzpuffer. Die auf die Belieferung von großen Letztverbrauchern hin erfolgende korrekte Auf- und Abpufferung des Netzes spielt in den nachgelagerten Netzen eine wesentlich größere Rolle. Die dafür erforderlichen Gas-mengen beziehen die nachgelagerten Netze ohne weiteren Regelungsbedarf aus den vorgelagerten Netzen.¹⁰⁹

Der Ausgleich von Lastschwankungen gemessener Letztverbraucher erfolgt schon gegenwärtig zunächst durch den Einsatz des Netzpuffers. Durch die Anwendung von antizipierenden Allokations-Anpassungen kann noch leichter sichergestellt werden, dass der Netzpuffer stets dazu in der Lage ist.

5.3.2 Verminderung des Bedarfs dauerhafter externer Regelenenergie

Der Einsatz dauerhafter Regelenenergie kann erforderlich werden,

- wenn die Bilanzkreise im Saldo Differenzen aufweisen, die sich auch über einige wenige Tage hinweg nicht ausgleichen,
- wenn zwischen den allokierten und den tatsächlichen Mengen gleichgerichtete Differenzen auftreten (Standardlastprofilfehler, Allokationsdifferenzen an nominierten Punkten) oder
- wenn die Netzbetreiber die Drucksituation in ihren Netzen ändern wollen.

Wie oben ausgeführt (vgl. 4.1), kann interne Regelenenergie keine dauerhaften Probleme lösen, so dass hier in jedem Falle externe Regelenenergie eingesetzt werden muss.

¹⁰⁹ Aus diesem Grund bezieht sich die interne Bestellung, mit der die nachgelagerten Netzbetreiber im Zweivertragsmodell die Entnahme aus dem vorgelagerten Netz organisatorisch abwickeln, nicht auf eine rechnerische Summe der Leistung der angeschlossenen Letztverbraucher, sondern sie erfolgt „auf Grundlage einer Regression auf Basis der historischen gemessenen Lastflüsse“, § 10 Ziffer 1 KoV.

Der Bedarf an dauerhafter externer Regelenergie ist in der Regel nicht erst kurzfristig bekannt; der Netzbetreiber beobachtet eine allmähliche Verschiebung der Drucksituation und entscheidet sich zu einem weitgehend frei wählbaren Zeitpunkt dafür, eine Reaktion einzuleiten.¹¹⁰ Die im Verfahren der antizipierenden Allokations-Anpassung vorgesehene Vorlaufzeit von zwei Tagen ist für die Beschaffung dauerhafter externer Regelenergie in den meisten Fällen problemlos einzuhalten. Antizipierende Allokations-Anpassungen sind mit anderen Worten in der Lage, den gesamten Bedarf an dauerhafter externer Regelenergie abzudecken, jedenfalls soweit es sich um globale Regelenergie handelt (vgl. oben 4.2.1.)

5.3.3 Verminderung des Bedarfs an lokaler externer Regelenergie

Unabhängig von der Frage, ob im Rahmen der Anwendung von antizipierenden Allokations-Anpassungen auch eine lokale Komponente enthalten ist (vgl. unten 5.5.3), sind auch globale antizipierenden Allokations-Anpassungen geeignet, den Bedarf an lokaler externer Regelenergie zu vermindern:

- Ein situativ optimal gefüllter Netzpuffer erlaubt dem Netzbetreiber, auf die meisten Lastschwankungen ohne Regelenergieeinsatz zu reagieren. Dies vermindert auch die lokalen Probleme, die in den Netzen auftreten können. Die Antizipation solcher lokaler Probleme gehört zu den Aufgaben der Netzbetreiber bei der Ermittlung der Höhe der erforderlichen antizipierenden Allokations-Anpassungen.
- Die Anwendung von antizipierenden Allokations-Anpassungen hat zur Folge, dass die Netzbetreiber in idealer Weise in der Lage sind, einander interne Regelenergie zur Verfügung zu stellen (vgl. 5.3.4.) Da diese meist eine lokale Komponente hat (vgl. 4.1), ist damit zugleich ein nennenswerter Teil des Bedarfs an lokaler externer Regelenergie vermeidbar.

Lokale externe Regelenergie, die aufgrund marktgebietsinterner Engpässe erforderlich ist (vgl. oben 4.1), kann nur durch Einsatz von antizipierenden Allokations-Anpassungen vermieden werden, wenn diese zugleich eine lokale Komponente hat. Ob eine lokale Komponente integriert werden kann und soll, wird in Kapitel 5.5.3 diskutiert.

5.3.4 Verbesserung der Möglichkeit zur Bereitstellung interner Regelenergie für angrenzende Marktgebiete

Ein situativ optimal gefüllter Netzpuffer versetzt die Bilanzkreisnetzbetreiber in die Lage, in optimierter Form interne Regelenergie auszutauschen. Zusätzlich verleiht die jederzeitige Option, antizipierende Allokations-Anpassungen einzusetzen, den Bilanzkreisnetzbetreibern ein größeres Maß an Flexibilität, was die Rückführung der internen Regelenergie angeht.

- Sie können einerseits über einen längeren Zeitraum als bislang auf die Rückführung warten, weil sie zum Ausgleich keine sonstige externe Regelenergie beschaffen und einsetzen müssen.
- Sie können andererseits das für eine Rückführung erforderliche Gas jederzeit durch eine antizipierende Allokations-Anpassung beschaffen.

Weil untertägige Schwankungen nicht in allen Marktgebieten in gleicher Weise auftreten und nicht die gleichen Probleme verursachen müssen, kann die dank der Anwendung antizipierender Allokations-Anpassungen optimierte Möglichkeit der Bereitstellung interner Regel-

¹¹⁰ Diese Ungleichzeitigkeit von Problemstellung und Reaktion ist ein wesentlicher Unterschied zwischen Strom und Gas und einer der Gründe, warum im Gasbereich Ausgleichsenergie einerseits und Regelenergie andererseits logisch und ökonomisch voneinander getrennt betrachtet werden müssen.

energie zu einem wirkungsvollen weiteren Absinken des Bedarfs an kurzfristiger externer Regelenergie führen.

Die Vorgabe der vorrangigen Nutzung interner Regelenergie einerseits und die vorausschauende Nutzung der Optionen der antizipierenden Allokations-Anpassungen andererseits konkurrieren miteinander: Indem eine antizipierende Allokations-Anpassung eingesetzt wird, um den Bedarf externer Regelenergie zu verringern, verringert dies in vielen Fällen zugleich den Bedarf an interner Regelenergie. Es hängt darum von der Ausgestaltung der Anwendung antizipierender Allokations-Anpassungen ab, zu welchen Folgen dieses Konkurrenzverhältnis führt. Dies wird unten in Kapitel 5.5.7 zu diskutieren sein.

5.3.5 Erhöhung des Angebots an frei zuordenbaren Kapazitäten

Da ein Netzpuffer, der aufgrund des Einsatzes antizipierender Allokations-Anpassungen stets einen geeigneten Füllstand aufweist, besser geeignet ist, die für die Absicherung zusätzlicher Kapazität erforderlichen Gasmengen bereitzustellen, unterstützen diese auch die maximierte Ausweisung von Kapazitäten.

Zur Kapazitätsmaximierung kommen gegenwärtig Lastflusszusagen zum Einsatz, bei denen es sich, wie oben unter 4.3 ausgeführt wurde, um lokale externe Regelenergie handelt.

Wenn die antizipierenden Allokations-Anpassungen so ausgestaltet werden, dass sie eine lokale Komponente enthalten (vgl. unten 5.5.3), könnte der kapazitätssteigernde Effekt sehr stark ausfallen. Aber auch wenn die antizipierende Allokations-Anpassung keine lokale Komponente enthält, gilt für Lastflusszusagen analog, was vorstehend zur Verminderung des Bedarfs an lokaler externer Regelenergie ausgeführt wurde (vgl. 5.3.3.)

5.4 Grenzen des Einsatzes antizipierender Allokations-Anpassungen

Mit der Anwendung antizipierender Allokations-Anpassungen können nicht sämtliche technischen Probleme des Netzbetriebs gelöst werden, für die bisher externe Regelenergie eingesetzt wird. Dies liegt zunächst an der grundlegend unterschiedlichen Charakteristik der beiden Instrumente:

- Antizipierende Allokations-Anpassungen werden vorausschauend eingesetzt, um Probleme im Netzbetrieb von vornherein zu vermeiden.
- Sonstige externe Regelenergie wird eingesetzt, um auf bereits entstandene oder konkret erwartete Probleme zu reagieren.

Konkrete Grenzen des Einsatzes antizipierender Allokations-Anpassungen können sich einerseits aus den technischen Einsatzbedingungen für antizipierende Allokations-Anpassungen ergeben. Sie können andererseits aber auch die Folge der konkreten Ausgestaltung des Anwendungsverfahrens dieser Anpassungen sein.

5.4.1 Technische Grenzen der antizipierenden Allokations-Anpassungen

Die vorwegnehmende optimierte Füllung des Netzpuffers vermag dafür zu sorgen, den Netzbetreiber mit einem Maximum an Flexibilität auszustatten, es sind aber Gegebenheiten denkbar, in denen diese Flexibilität nicht ausreicht und in denen insbesondere untätige externe Regelenergie erforderlich ist.

5.4.1.1 Starke untertägige Lastschwankungen

Wenn die Schwankungen, die sich aus dem saldierten Verhalten aller Netznutzer und aus sonstigen Netzeffekten ergeben, die Ausgleichsmöglichkeiten des Netzes übersteigen, dann kann der Einsatz der antizipierenden Allokations-Anpassungen den Bedarf an externer Regenergie vermindern aber nicht verhindern.

Dies ist insbesondere in Situationen denkbar, in denen gleichzeitig mehrere Effekte unerwartet in die gleiche Richtung wirken oder ein großer unerwarteter Effekt eintritt, wie ein umfassender Ausfall von Produktionsanlagen und Heizungen bei einem flächendeckenden Stromausfall. Wenn solche Vorgänge innerhalb der zweitägigen Reaktionszeit der antizipierenden Allokations-Anpassungen auftreten, kann dieses Verfahren zur Lösung der netztechnischen Probleme nichts mehr beitragen.

5.4.1.2 Geringe Größe des Netzpuffers

Die Netze der deutschen Netzbetreiber verfügen über unterschiedlich große Netzpuffer. Überdies ist die Größe des verfügbaren Netzpuffers, wie oben in 4.1.1 gesehen, veränderlich und hängt vom Betriebszustand des Netzes und von mehreren anderen Randbedingungen ab.

Es sind darum Betriebszustände denkbar, in denen der konkret verfügbare Netzpuffer trotz der Anwendung von antizipierenden Allokations-Anpassungen nicht ausreicht, um die untertägigen Lastschwankungen vollständig auszugleichen. Bei einem schmalen zulässigen Druckbereich oder bei einem steilen Lastverlauf kann untertägige externe Regenergie sogar an einem einzelnen Tag mit unterschiedlichen Vorzeichen erforderlich sein (vgl. die linke Darstellung in Abbildung 12.)

5.4.1.3 Fehlerhafte Erwartungen des Bilanzkreisnetzbetreibers hinsichtlich des Anpassungsbedarfs

Der Bilanzkreisnetzbetreiber muss bei Anwendung antizipierender Allokations-Anpassungen am Tag D-2 antizipieren, welchen Anpassungsbedarf es am Tag D in den Netzen des Marktgebietes geben wird. Dazu sind zahlreiche Informationen erforderlich, auf deren Basis dies erfolgen kann; zu berücksichtigen sind der erwartete Lastverlauf des Tages D, der Füllstand der Netze des Marktgebietes und die aktuellen Fähigkeiten des Netzpuffers. Als Bezugsgröße für den Anpassungsprozentsatz muss auch die Entnahmemenge der Transportkunden mit Tagesband antizipiert werden.

Insbesondere wenn die Funktionen des Bilanzkreisnetzbetreibers und des technischen Netzbetreibers voneinander getrennt sind, stellt dies hohe Anforderungen an den Informationsaustausch.

Bei alledem kann es zu Fehlern kommen, die zur Folge haben, dass die Anwendung der Allokations-Anpassungen nicht zu dem gewünschten Ergebnis führt. Dies kann den Einsatz sonstiger Regenergie erforderlich machen.

5.4.1.4 Lokale Regenergie-Erfordernisse innerhalb von Marktgebieten

Wenn der Bedarf an lokaler externer Regenergie daraus resultiert, dass innerhalb von Marktgebieten Engpässe auftreten, die auch nicht durch interne Regenergie aus angrenzenden Marktgebieten aufgefangen werden können, dann kann dies auch nicht durch antizipierende Allokations-Anpassungen erfolgen.

Auch eine lokale Komponente antizipierender Allokations-Anpassungen, die noch zu diskutieren ist (vgl. unten 5.5.3), würde solche Erfordernisse nicht oder nicht vollständig aufheben.

5.4.2 Einsatzgrenzen, die sich aus der Ausgestaltung der antizipierenden Allokations-Anpassungen ergeben

Die vorstehenden Absätze gehen davon aus, dass die antizipierenden Allokations-Anpassungen jeweils ideal und in vollem Umfang und spezifisch passend für den Einsatzzweck auch eingesetzt werden können. Ob dies tatsächlich möglich ist, hängt von der tatsächlichen Ausgestaltung der Regelungen zu den antizipierenden Allokations-Anpassungen ab. Diese Fragestellungen werden nachfolgend behandelt.

5.5 Ausgestaltung antizipierender Allokations-Anpassungen

Wie vorstehend (5.4.2) angedeutet, sind die Einsatzoptionen der antizipierenden Allokations-Anpassungen vor allem von den Antworten auf mehrere grundlegende Fragen abhängig:

- Kann und soll ein dauerhafter Regelenergiebedarf abgedeckt werden? (vgl. 5.5.1)
Die konkreten Regelungen könnten darauf beschränkt sein, die Allokations-Anpassungen jeweils nur für einen beschränkten Zeitraum zuzulassen, innerhalb dessen die Anpassungen wieder ausgeglichen sein müssen oder es könnten dauerhafte Abweichung zugelassen werden.
- Wie kann eine angemessene Vergütung der Allokations-Anpassungen erfolgen? (vgl. 5.5.2)
Zumindest wenn es sich bei antizipierenden Allokations-Anpassungen um die Bereitstellung dauerhafter Regelenergie handelt, kann eine Vergütung dieser Leistung erforderlich sein.
- Kann und soll eine lokale Komponente integriert werden? (vgl. 5.5.3)
Es ist zu diskutieren, ob es möglich und sinnvoll ist, die Anwendung antizipierender Allokations-Anpassungen räumlich zu differenzieren.
- Welcher Kreis von Netznutzeraktivitäten soll von den Anpassungen betroffen sein? (vgl. 5.5.4)
Es ist denkbar, sämtliche Ein- und Ausspeisungen der vom Bilanzkreisnetzbetreiber mitgeteilten Anpassung zu unterwerfen oder diese Anpassungen nur auf einen Teil der Aktivitäten der Netznutzer anzuwenden.
- Ist die Teilnahme am System der antizipierenden Allokations-Anpassungen verpflichtend für alle Netznutzer? (vgl. 5.5.5)
Es ist denkbar, die Teilnahme am System der antizipierenden Allokations-Anpassung freiwillig auszugestalten, was zugleich die Schaffung eines Anreizes für die Teilnahme erforderlich machen könnte.
- Ist die Anpassung der Höhe nach begrenzt? (vgl. 5.5.6)
Zu klären ist hier die Frage, ob und ggf. nach welchem Verfahren die Anpassungen der Höhe nach zu begrenzen sind.
- Wie ist das Verhältnis von interner und sonstiger externer Regelenergie zu den Allokations-Anpassungen? (vgl. unten 5.5.7)

In der Festlegung GABi-Gas ist als Einsatzreihenfolge vorgegeben, dass zunächst interne und danach externe Regelenergie eingesetzt wird. Es ist zu klären, wie sich die Allokations-Anpassungen in diese Reihenfolge einfügen.

Zum Teil sind in den einleitenden Kapiteln bereits die Antworten auf diese Fragen vorausgesetzt. So wurde oben im einleitenden Beispiel (vgl. 5.1.2) bereits vorausgesetzt, dass die Anpassungen dauerhaft erfolgen und dass die Anpassungen allgemein wirken, also auf sämtliche Netznutzer, was einer verpflichtenden Teilnahme gleichkommt. Diese Ansätze sollen nachfolgend hergeleitet und damit zugleich begründet werden.

Die Herleitungen sind teilweise umfangreich und erfordern die Diskussion zahlreicher Fragen. Darum sind in allen entsprechenden Kapiteln (außer 5.5.5) abschließende Unterkapitel eingefügt, die die Ergebnisse der jeweiligen Diskussion zusammenfassen.

5.5.1 Abdeckung dauerhaften Regelenergiebedarfs durch antizipierende Allokations-Anpassungen

Antizipierender Allokations-Anpassungen sind nur dann für die Abdeckung eines dauerhaften Regelenergiebedarfs geeignet, wenn die Anpassungen nicht mit Ablauf einer geeignet zu definierenden Zeitspanne durch entsprechend gegengerichtete Anpassungen zu Null ausgeglichen werden müssen.

Nur wenn alle Bilanzabweichungen in zufälliger Verteilung um die Null herum angeordnet sind, wenn sie also mittelwertfrei sind, ergibt sich in hinreichend großen Zeiträumen von allein ein solcher Ausgleich. Wie oben zu den Schwächen der beiden Standardlastprofilverfahren (vgl. 3.2.4.2 und 3.2.4.3) und zu den Differenzen, die sich bei gemessenen Kunden ergeben (vgl. 3.2.3.1 und 3.4.1.1), ausgeführt, gibt es zahlreiche Effekte, die zu einer dauerhaften Fehleinspeisung führen, so dass sich neben den Schwankungen in den meisten Fällen eine dauerhafte Differenz in den Netzen ergibt.

Das Modell der Anwendung antizipierender Allokations-Anpassungen sollte geeignet sein, den Fall dauerhafter Regelenergiebedarfe angemessen zu berücksichtigen und nicht einzig auf den Fall ausgerichtet sein, dass sich der Regelenergiebedarf mittel- oder langfristig aufhebt. Anderenfalls wäre das Modell nicht geeignet, auf eines der wichtigen Probleme der Netzbetreiber zu reagieren.

Wie oben unter 5.3.2 dargelegt, sind antizipierende Allokations-Anpassungen prinzipiell in der Lage, dauerhafte Differenzen auszugleichen. Allerdings handelt es sich bei dieser Form der Anwendung von antizipierenden Allokations-Anpassungen um eine tatsächliche dauerhafte Lieferung von Regelenergie, die nicht durch einen entgegengesetzten Vorgang aufgefangen oder ausgeglichen wird.

Mit dieser Tatsache kann auf zwei unterschiedliche Arten umgegangen werden:

- Die entgegengesetzten Vorgänge, also die ausgleichenden gegenläufigen Anpassungen, werden durch den Bilanzkreisnetzbetreiber aktiv und gezielt vorgenommen, so dass sich bei jedem Netznutzer langfristig eine saldierte Abweichung von Null ergibt. Auf eine Bezahlung der dabei gelieferten Energie könnte ggf. verzichtet werden.
- Es erfolgen keine entgegengesetzten Vorgänge, wodurch die dauerhaften Differenzen nicht ausgeglichen werden. Damit erfolgt faktisch eine Lieferung von Regelenergie durch alle diejenigen Netznutzer, die von den Anpassungen betroffen sind. Da es sich um tatsächliche physische Lieferungen von Gas an den Netzbetreiber oder umgekehrt handelt, muss diese Lieferung auch in geeigneter Weise entgolten werden.

Die beiden Ausgestaltungsmöglichkeiten sind gegeneinander abzuwägen.

5.5.1.1 Kurz- oder mittelfristiger Ausgleich der Anpassungen zu Null

Wenn die antizipierenden Allokations-Anpassungen nicht von allein wieder zurückgeführt werden, weil die Anpassungen mittelwertfrei sind, könnte eine dauerhafte Überlassung von externer Regelenergie im Wege der Anwendung antizipierender Allokations-Anpassungen nur durch geeignete Vorgaben vermieden werden.

Eine Ausgestaltung der antizipierenden Allokations-Anpassungen in einer Weise, die zu einem langfristigen Ausgleich der Anpassungen führt, hätte zur Folge, dass die Netznutzer im Gesamteffekt keine Regelenergie geliefert hätten und dass darum für diese Leistung keine direkte Bezahlung durch den Bilanzkreisnetzbetreiber erfolgen müsste.¹¹¹ Indirekt käme die Vermeidung der Kosten für sonstige externe Regelenergie den Netznutzern auf dem Wege einer entsprechend abgesenkten Umlage zugute.

Der Ausgleich der gelieferten Anpassungen könnte zum Beispiel dadurch erfolgen, dass die Anpassungen am Tag D+1 automatisch entgegengesetzt gleich den Anpassungen am Tag D sein müssen. Sollte am Tag D+1 ebenfalls ein Bedarf nach Anpassungen bestehen, könnte die Rückführung verschoben werden oder die nächste Anpassung könnte von dem durch die Rückführung veränderten Niveau ausgehen.

Für die Rückführung könnte auch ein längerer Zeitraum vorgegeben werden. Zum Beispiel könnte sie zum Ende einer für alle Netznutzer identischen Periode erfolgen. Als geeignete Periode käme dafür der Kalendermonat in Frage, weil dies zumindest mit dem regulären Rhythmus des Lieferantenwechsels von Standardlastprofilkunden¹¹² zusammenpassen würde. Zum Zeitpunkt dieser Lieferantenwechsel würde der Nettoeffekt der Anwendung antizipierender Allokations-Anpassungen gerade auf Null stehen, so dass der Lieferantenwechsel ungeachtet der Abweichungen innerhalb des Monats unverändert erfolgen könnte.

Alle diese Überlegungen zu einer physischen Rückerstattung der durch die Anpassung gelieferten Regelenergie zielen darauf ab, die Anpassungen unentgeltlich vornehmen zu können. Dem Vorteil der möglichen Unentgeltlichkeit der Anwendung antizipierender Allokations-Anpassungen stehen gravierende Nachteile gegenüber:

- Die Anwendung von Rückführungsalgorithmen würde die Komplexität des Systems erhöhen.
- Eine gegengleiche Anpassung am Folgetag oder am Ende der Rückführungsperiode kommt einem externen Regelenergieeinsatz gleich, für den aus Netzsicht kein Bedarf besteht.
- Insbesondere gegen Ende der Rückführungsperiode wäre der Bilanzkreisnetzbetreiber hinsichtlich der Allokations-Anpassungen möglicherweise mehr von der Vorgabe der Rückführung determiniert als von den technischen Netzerfordernissen, so dass in diesem Zeitraum die langfristige externe Regelenergie im Extremfall zusätzlich zum Netz auch die rückführungsbedürftigen antizipierenden Allokations-Anpassungen abzufangen hätte. Bei ungünstigem Verlauf ist dies sogar geeignet, einen höheren Leistungsbedarf

¹¹¹ Kurzfristige Regelenergie ist gemäß GABi-Gas ebenfalls nur als vorübergehende Überlassung ausgestaltet (vgl. GABi-Gas, Anlage 2, S. 13), aber nicht kostenlos. Die von den Bilanzkreisnetzbetreibern hierfür gezahlten Preise sind allerdings deutlich geringer als die Preise für dauerhafte Regelenergie in der gleichen Zeit. So veröffentlicht zum Beispiel Gasunie Deutschland für die externe Regelenergie im Monat Juni 2009 die folgenden Preise: 0,0314 ct/kWh für untertägige Flexibilität und 1,0151 ct/kWh für dauerhafte externe Regelenergie. Dauerhafte externe Regelenergie kostet also mehr als das 30-fache kurzfristiger Flexibilität, weil letztere nur in einer vorübergehenden Gasüberlassung besteht, vgl. www.gasunie.de/regelenergie/index.cfm?language=de (zuletzt aufgerufen 3.11.2009.)

¹¹² Vgl. § 37 Abs. 4 GasNZV.

für langfristige externe Regelenergie zu induzieren. Zudem ist dieser Regelenergiebedarf des Bilanzkreisnetzbetreibers am Ende der Rückführungsperiode regelmäßig voraussehbar, weil alle Netznutzer wissen, welcher Ausgleich in dieser Rückführungsperiode noch erfolgen muss.

- Bleibende Differenzen in den Netzen führen zu einem Bedarf an dauerhafter externer Regelenergie. Wenn antizipierende Allokations-Anpassungen nicht dauerhaft wirken können, bleibt dieser Bedarf bestehen. Ein zentraler, oben beschriebener Vorteil der Verwendung von antizipierenden Allokations-Anpassung (vgl. 5.3.2) könnte damit nicht realisiert werden.
- Ungleichgewichte in den Netzen, die den Einsatz dauerhafter Regelenergie erforderlich machen, sind zentral dafür verantwortlich, dass die Netze außerhalb des optimalen Netzfüllstandes gefahren werden. Es müsste bei Vorgabe einer Rückführung also weiterhin kurzfristige externe Regelenergie eingesetzt werden, wenn die Netze sich an der Grenze ihres Füllstandes befinden und die untertägigen Lastschwankungen nicht mehr ausgleichen können. Damit könnte ein weiterer oben beschriebener Vorteil der Verwendung von antizipierenden Allokations-Anpassung (vgl. 5.3.1) nicht realisiert werden.

5.5.1.2 Dauerhafte Regelenergielieferung durch antizipierende Allokations-Anpassungen

Wenn es keine Rückführung der Anpassungen zum Ende einer Periode gibt, entstehen dauerhafte Lieferungen vom Netznutzer an den Bilanzkreisnetzbetreiber. Dabei können Regelenergielieferungen mit beiden Vorzeichen entstehen. Die Netznutzer passen sich gemäß dem Beispiel unter 5.1.2 der Vorgabe von -2 % Allokations-Anpassung an und reduzieren die Einspeisung entsprechend. Dadurch haben sie dem Bilanzkreisverantwortlichen negative Regelenergie zur Verfügung gestellt. Bei einer positiven Vorgabe durch den Bilanzkreisnetzbetreiber würden sie ihre Einspeisungen entsprechend anheben.

Diese Ausgestaltung vermeidet die komplexen Probleme, die mit einer Rückerstattung verbunden wären.

5.5.1.3 Ergebnis der Abwägungen zur Abdeckung dauerhaften Regelenergiebedarfs durch antizipierende Allokations-Anpassungen

Vorliegend wird die dauerhafte Regelenergiebereitstellung durch die Anwendung antizipierender Allokations-Anpassungen für die angemessene Ausgestaltung des Vorschlags erachtet.

Alle oben bereits dargestellten und vorausgesetzten Vorteile und Möglichkeiten der Anwendung von antizipierenden Allokations-Anpassungen lassen sich realisieren, allerdings ist dies nicht ohne eine Vergütung der dabei gelieferten Energiemengen möglich. Dazu vgl. den nachfolgenden Abschnitt 5.5.2.

5.5.2 Vergütung der Allokations-Anpassungen

Wie im vorstehenden Abschnitt begründet, stellen Anpassungen der Allokationen auf Anforderung des Bilanzkreisnetzbetreibers eine Form der dauerhaften Bereitstellung von externer Regelenergie dar. Es wird Gas vom Netznutzer dauerhaft an den Netzbetreiber übergeben oder dauerhaft von ihm übernommen. Diese Gasmengen müssen entgolten werden.

Für die Höhe der Vergütung der durch Anwendung von antizipierenden Allokations-Anpassungen übergebenen und übernommenen Gasmengen sind zumindest zwei grundsätzlich verschiedene Varianten denkbar:

- Die Bepreisung mit Spreizung z.B. anhand der Ausgleichsenergiepreise, die sich gemäß den Regelungen der Festlegung GABi-Gas für positive und negative Ausgleichsenergie um zumindest 20 % unterscheiden (vgl. oben 3.3.1) und
- die Bepreisung ohne Spreizung z.B. mit einem Mittelwertes aus positiver und negativer Ausgleichsenergie.¹¹³

Für die Abrechnung der Gasmengen sind daneben noch unterschiedliche Zyklen realisierbar:

- Die durch die Anpassung gelieferten oder übernommenen Gasmengen können täglich abgerechnet werden.
- Die Anpassungsmengen können zunächst über einen längeren Zeitraum saldiert werden, sodass nur das Saldo abgerechnet werden muss.

Diese Varianten werden nachfolgend diskutiert.

5.5.2.1 Bepreisung der Anpassungsmengen mit und ohne Spreizung

Zur Beantwortung der Frage, ob für eine Bepreisung der Anpassungsmengen eine Spreizung sachgerecht ist, ist aus Sicht der Netznutzer zu vergleichen, ob die Bereitstellung zusätzlicher Gasmengen auf Wunsch des Netzbetreibers die gleiche Leistung darstellt wie eine Verminderung der eigenen Einspeisung auf Wunsch des Netzbetreibers. Die Analyse zeigt, dass es in verschiedenen Situationen zu unterschiedlichen ökonomischen Folgen kommen kann:

- Wenn Gas für die Belieferung auf dem Gashandelsmarkt gekauft wird, bewirkt eine negative Anpassung eine einfache Reduzierung der Beschaffung und dabei möglicherweise die Verminderung des Gesamtpreises aufgrund der gesunkenen Nachfrage. Umgekehrt bedeutet eine positive Anpassung eine gesteigerte Nachfrage, was einen Anstieg der Preise zur Folge haben kann. Die ökonomischen Folgen der beiden Aktivitäten können sich stärker unterscheiden als das Produkt aus Mengendifferenz und Spotmarktpreis.
- Wenn ein Netznutzer Gas aus einem flexiblen Bezugsvertrag einsetzt, um die Anpassungen zu realisieren, trifft ihn nur der Arbeitspreis-Anteil seines Gasbezugspreises, wenn er die Anpassung umsetzt. Dieser Preis dürfte symmetrisch sein und in vielen Fällen vom Spotmarktpreis abweichen. Wenn aber durch die Anpassung an einem besonders kalten Tag die Flexibilitätsgrenze überschritten wird, kann die Anpassung zu einer Anhebung des Leistungspreises des Vertrages führen, was für diesen einzelnen Tag eine sehr hohe Kostenbelastung für den Netznutzer bedeuten würde.
- Wenn die Flexibilität vom Netznutzer durch Nutzung eines physischen Speichers realisiert werden soll, kann dies unproblematisch durch eine reine symmetrische Bepreisung der dabei ein- oder ausgespeisten Gasmenge (Arbeitsbepreisung) abgebildet werden, solange es nicht eine Richtungsumkehr der Speicherfahrweise impliziert. Da eine solche Richtungsumkehr regelmäßig nicht verwirklicht werden kann, kann die Anpassung den

¹¹³ Dieser Mittelwert liegt auch der Berechnung der Entgelte der Mehr- und Mindermengenabrechnungen für Standardlastprofilkunden (vgl. oben 3.2.4) zugrunde. Allerdings wird bei dieser Abrechnung nicht der tägliche Mittelwert verwendet, sondern zusätzlich ein monatlicher Mittelwert gebildet; vgl. BDEW/VKU-Leitfaden zur Be- und Abrechnung von Mehr- und Mindermengen Gas, 2009, S. 25 ff.

Netznutzer in eine Situation bringen, in der er die insgesamt erforderliche Flexibilität nicht allein durch die Speichernutzung erbringen kann.

- Wenn ein Take-Or-Pay-Vertrag herangezogen wird, um die erforderliche Flexibilität zu erbringen, kann insbesondere eine negative Anpassung dazu führen, dass die Take-Or-Pay-Grenze überschritten wird. In diesem Fall ist aus Sicht des Netznutzers die negative Anpassung besonders kostspielig.

In allen diesen Situationen steht den Netznutzern jeweils die Möglichkeit offen, durch die Nutzung anderer Flexibilitätsinstrumente die beschriebenen Effekte abzumildern. Die genannten Beispiele zeigen dennoch, dass eine eindeutige Bewertung kaum möglich ist: Es lässt sich nicht generell zeigen, dass die Anhebung der Einspeisung aus Sicht der Netznutzer teurer oder billiger ist als die Absenkung.

Aus Sicht der Netzbetreiber und der Regulierung ist anzustreben, die Kosten für die Vergütung von Anpassungen zu minimieren. Hinsichtlich des Regelenergieeinsatzes wurde oben unter 5.2 dargelegt, dass aufgrund des vorausschauenden Einsatzes der antizipierenden Allokations-Anpassungen insgesamt mehr externe Regelenergie zum Einsatz kommt, als wenn dieses Instrument nicht zur Verfügung steht. Allerdings gleichen sich die zusätzlichen Mengen im Zeitverlauf aus.

Damit dieser mengenmäßige Saldierungseffekt auch ökonomisch wirkt, müssen Preise ohne Spreizung angewendet werden, was man an dem folgenden Gedankenexperiment erkennen kann: Wenn die Preise dauerhaft konstant wären und nicht schwanken würden, würden sich die Vergütungen genau in dem Umfang ausgleichen, wie sich die Mengen ausgleichen. Im Netto-Effekt würde den Netznutzern nur diejenige Anpassung wirklich vergütet, die dauerhaft beim Netzbetreiber bleibt. Da auf lange Sicht das Netz seinen Füllstand nicht ändert, erfolgt bei dem unrealistischen Ansatz konstanter Gaspreise für die zusätzliche Regelenergie langfristig auch keine Zahlung. Eine Nettozahlung an die Netznutzer ergibt sich, wenn die Bilanzkreise regelmäßig überspeist werden oder fehlerhafte Standardlastprofile dauerhaft zu hohe Allokationen bewirken. Eine Nettozahlung an die Netzbetreiber entsteht, wenn die Bilanzkreise regelmäßig unterspeist sind oder die Profile dauerhaft zu geringe Mengen ausweisen.

Auch wenn die Grundannahme konstanter Preise nicht realistisch ist, zeigt die Überlegung doch, dass Preise ohne Spreizung zu einer Minimierung der Kosten führen. Der Einsatz zusätzlicher Regelenergiemengen durch vorausschauende Verwendung der antizipierenden Allokationsanpassungen hat keine ökonomischen Konsequenzen für den Netzbetreiber.

Damit ergibt sich zugleich, dass die Netznutzer in der langfristigen Perspektive keine Vergütung für Anpassungen erhalten, die nicht aus netztechnischen Problemen resultieren, auch einen regulären Einsatz dauerhafter externer Regelenergie begründen würde. Zu einem Zahlungsstrom vom Netzbetreiber an die Netznutzer kommt es für die zusätzliche Regelenergie nur, wenn es eine Spreizung zwischen den Vergütungen gibt.

Vorliegend soll der Weg der Spreizung der Anpassungsvergütungen aus diesen Gründen nicht weiter verfolgt werden. Die weiteren Überlegungen gehen davon aus, dass die Anpassungen beider Vorzeichen mit dem mittleren Ausgleichsenergieentgelt abgerechnet werden.

5.5.2.2 Tägliche Abrechnung der Allokations-Anpassungen

Bei täglicher Bezahlung der Anpassungsmenge verkauft der Netznutzer dem Netzbetreiber zum Preis der mittleren Ausgleichsenergie das Gas, wenn eine negative Anpassung ihn zu einer erhöhten Einspeisung veranlasst hat. Umgekehrt würde er das Gas zu diesem Preis beim Netzbetreiber zukaufen, wenn eine positive Anpassung ihn zu einer verminderten Einspeisung veranlasst hat.

Dadurch dass die Bezahlungsrichtung abhängig vom Vorzeichen der Anpassung ist, gleichen sich die Zahlungen für gegenläufige Anpassungen finanziell aus. Dies bedeutet zugleich, dass häufig Zahlungen in entgegengesetzten Richtungen ausgelöst würden, was wenig effizient ist. Dies könnte aufgefangen werden

- durch Saldierung der Zahlungsverpflichtungen über einen längeren Zeitraum oder
- durch Abrechnung der saldierten Gasmengen, wie sie im folgenden Abschnitt diskutiert wird.

Im ersten Fall erfolgt die Saldierung auf der finanziellen Seite, im zweiten auf der Seite der Gasmengenerfassung.

5.5.2.3 Abrechnung der saldierten Allokations-Anpassungen

Zur Vereinfachung der Abwicklung kann die Abrechnung auf Basis der Aufsummierung der Anpassungen einer Periode erfolgen. Hier kommen als Periode der Kalendermonat oder das Gaswirtschaftsjahr in Frage.

- Für die monatliche Abrechnung könnte ein Stichtag nach Ende des Monats festgelegt werden. Möglich wäre eine Synchronisierung mit der Abrechnung der Mehr- und Mindermengen der gemessenen Kunden, die nach gegenwärtiger Praxis spätestens am Tag „M+39“, also am 39. Tag nach Ende des Monats erfolgt.¹¹⁴
- Bei jährlicher Abrechnung müsste ein geeigneter Stichtag nach Ende des Gaswirtschaftsjahres gewählt werden.

In beiden Fällen würde nur die saldierte Menge, die am Ende der Periode netto vom Netznutzer bereitgestellt wurde, betrachtet. Für diese Menge können – wie bei der Mehr- und Mindermengenabrechnung – die gemittelten Ausgleichsenergiepreise der Periode zur Anwendung kommen.

Im Unterschied zur täglichen Abrechnung würde hier die Energiemenge vorsaldiert und nur noch das Saldo abgerechnet. Das Ergebnis wäre zwar nicht gleich aber sehr ähnlich zum erstgenannten tagesscharfen Abrechnungsverfahren (vgl. nachfolgende Beispielrechnungen unter 5.5.2.4.) Da bei monatlicher Abrechnung die Zahlungen der verschiedenen Monate gegenläufig sein und einander ganz oder teilweise aufheben können, sind auch die Ergebnisse der monatlichen und der jährlichen Abrechnung einander ähnlich.

5.5.2.4 Quantitative Beispiele für die Vergütung von Allokations-Anpassungen

Die drei vorstehend genannten Abrechnungsvarianten der täglichen, der monatlichen und der jährlichen Abrechnung unterscheiden sich hinsichtlich der finanziellen Folgen für die Netznutzer nur unwesentlich, wie die folgenden Beispielrechnungen verdeutlichen, die für starke Saldierungseffekte beim Bedarf an dauerhafter Regelenergie (Beispiel 1) und für schwache Saldierungseffekte (Beispiel 2) durchgespielt werden.

Beispiel 1: starke Saldierungseffekte

In den nachstehenden Abbildungen wird die Anpassung anhand eines willkürlich gewählten zufälligen Anpassungsbedarfes zwischen -4 % und +4 % analysiert. In Abbildung 19 sind den täglichen Anpassungen (rot) die Saldierung über den ganzen betrachteten Zeitraum (ein halbes Jahr) und die Saldierungen über jeweils einen Monat gegenübergestellt.

¹¹⁴ Vgl. BDEW/VKU-Leitfaden zur Be- und Abrechnung von Mehr- und Mindermengen Gas, 2009, S. 12.

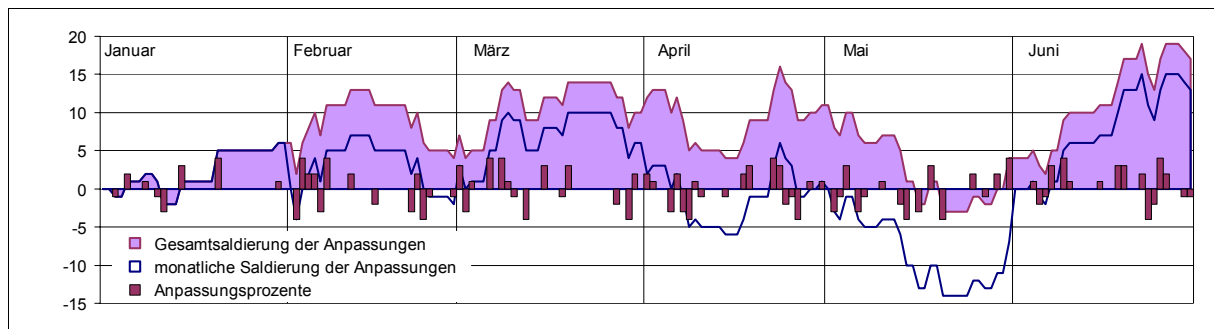


Abbildung 19: Für die Monate Januar bis Juni wird eine zufällige Anpassung (Zufallsgenerator) von maximal $\pm 4\%$ angenommen (rote Balken.) Für die Betrachtung wurde gezielt eine Zufallsreihe gewählt, die nicht mittelfrei ist, sondern eine geringe dauerhafte Regelergielieferung bewirkt. Die Anpassungen werden saldiert (lila Fläche) und sie werden monatsweise abgerechnet, also zu Beginn jedes Monats wieder auf Null zurückgesetzt (dunkelblaue Linie.) Weil die Anpassungen nicht mittelfrei sind, sind beide Kurven nicht symmetrisch zur X-Achse.

Das Beispiel wurde ausgewählt, weil es einen eher günstigen Verlauf der Anpassungen darstellt und damit einen eher optimistischen Fall aufgreift: Das Saldo der Anpassungen ist zwar einseitig, der Bilanzkreisnetzbetreiber reagiert also auf ein unsymmetrisches Verhalten der Netznutzer. Am Ende des betrachteten Zeitraums verbleibt aber nur eine minimale dauerhafte Regelergie von weniger als 0,1 % der an Letztverbraucher ausgespeisten Menge.

In Tabelle 1 sind die Anpassungen jeweils mit dem Mittelwert der Ausgleichsenergieentgelte finanziell bewertet, wie sie von den Bilanzkreisnetzbetreibern für das erste Halbjahr 2009 veröffentlicht sind.

Monat	Summe der Zahlungen bei täglicher Abrechnung	Zahlungen für monatlich saldierte Gasmengen
Januar 2009	11,72 €	14,29 €
Februar 2009	1,93 €	-3,83 €
März 2009	8,07 €	7,38 €
April 2009	0,09 €	1,16 €
Mai 2009	-8,49 €	-7,71 €
Juni 2009	14,43 €	14,03 €
Summe	27,74 €	22,50 €

Tabelle 1: Auf Basis der veröffentlichten Ausgleichsenergieentgelte der Monate Januar bis Juni 2009 wurden anhand der Anpassungen aus Abbildung 19 die Anpassungsentgelte auf Basis einer täglichen Bezahlung mit monatlicher Abrechnung und auf Basis der monatlichen saldierten Abrechnung berechnet und dargestellt. Dafür wurde angenommen, dass für diesen Netznutzer an jedem Tag eine Ausspeisemenge zu Letztverbrauchern mit Tagesband in Höhe von exakt 100 kWh allokiert wurde. Es zeigt sich, dass die so ermittelten Preise beider Verfahren nah beieinander liegen: die Halbjahressumme bei täglicher Abrechnung beläuft sich auf 27,74 €, die Halbjahressumme bei monatlich saldierter Abrechnung auf 22,50 €.

Es zeigt sich, dass die unterschiedlichen Verfahren der täglichen, monatlichen und jährlichen Abrechnung zu ähnlichen ökonomischen Ergebnissen führen. Unterstellt ist in der Beispielrechnung, dass für diesen Netznutzer täglich exakt 100 kWh als Ausspeisung an Letztverbraucher mit Tagesband in die Bilanz allokiert wurde. Wenn der Netznutzer diese Energiemenge auf dem Spotmarkt am Virtuellen Punkt im NCG-Marktgebiet erworben hätte, hätte er für diese Menge rund 28.000 € aufbringen müssen.

- Bei täglicher Ablesung fällt in den sechs Monaten des Betrachtungszeitraums knapp 28 € Vergütung an den Netznutzer an, also 0,1 % der Kosten des in dieser Zeit gelieferten Gases.

- Bei monatlich saldierter Betrachtung fallen in der gleichen Zeit rund 22,50 € an, also rund 0,08 % des vereinfacht ermittelten Marktwertes des Gases.
- Bei halbjährlicher Saldierung der Energiemengen und Bewertung mit dem monatlichen Mittelwert der Ausgleichsenergiepreise des Halbjahres (in Abbildung 19 als lilafarbene Fläche dargestellt) fallen rund 25 € an, also rund 0,09 %.

In diesem Beispiel ergibt sich aus Sicht des Netznutzers ein geringer finanzieller Vorteil für die monatlich saldierte Betrachtung, der aber zufällig sein dürfte und sich bei anderen Ausgangszahlen auch in sein Gegenteil verkehren könnte.

Beispiel 2: schwache Saldierungseffekte

Wie vorstehend ausgeführt ergeben sich die Werte in Beispiel 1 für den optimistischen Fall, dass der Bedarf an dauerhafter Regelernergie innerhalb überschaubarer Zeit durch einen entgegengesetzten Bedarf weitgehend ausgeglichen wird. Realistischer ist für deutsche Gasnetze ein Bedarf an dauerhafter Regelernergie in Höhe von rund 1 % der ausgespeisten Menge, dem kein entgegengesetzter Bedarf gegenübersteht. Für diesen Fall ändern sich die obigen Grafiken und damit auch die entsprechenden Zahlungen:

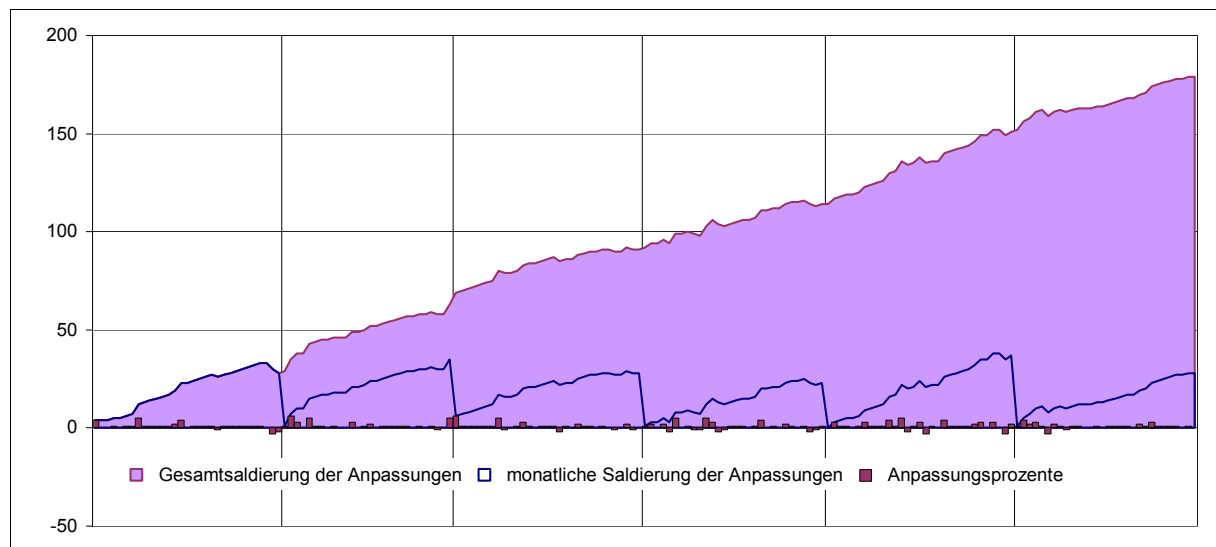


Abbildung 20: Bei der realistischen Annahme einer ständigen dauerhaften Fehleinspeisung der Bilanzkreise zeigt sich im Vergleich mit Abbildung 19 ein regelmäßiger Anstieg der saldierten Anpassungen (lila Fläche), auch wenn die Anpassungen auch in diesem Beispiel mit beiden Vorzeichen vorkommen, was in der Darstellung an den kurzen roten Balken beiderseits der X-Achse zu erkennen ist. Die monatliche Saldierung (dunkelblaue Linie) lässt sich in dieser Grafik besser erkennen als in Abbildung 19.

In Tabelle 2 sind auch für dieses zweite Beispiel die Anpassungen mit dem Mittelwert der Ausgleichsenergieentgelte finanziell bewertet, wie sie für das erste Halbjahr 2009 veröffentlicht sind.

Es zeigt sich auch hier, dass die unterschiedlichen Verfahren zu recht ähnlichen ökonomischen Ergebnissen führen. Unterstellt ist auch in dieser Beispielrechnung, dass für diesen Netznutzer täglich exakt 100 kWh als Ausspeisung an Letztverbraucher mit Tagesband in die Bilanz allokiert wurde. Nach wie vor gilt, dass der Netznutzer für diese Menge auf dem Spotmarkt rund 28.000 € aufbringen müsste.

- Bei täglicher Abrechnung fallen in den sechs Monaten des Betrachtungszeitraums rund 273 € an, also 0,98 % des Gaswertes.
- Bei monatlich saldierter Abrechnung fallen in der gleichen Zeit rund 263 € an, also rund 0,94 %.

Monat	Summe der Zahlungen bei täglicher Abrechnung	Zahlungen für monatlich saldierte Gasmengen
Januar 2009	67,79 €	66,67 €
Februar 2009	71,97 €	66,96 €
März 2009	35,63 €	34,44 €
April 2009	26,50 €	26,58 €
Mai 2009	41,18 €	40,73 €
Juni 2009	30,16 €	30,21 €
Summe	273,23 €	265,59 €

Tabelle 2: Aus der Annahme eines stetigen Bedarfs an dauerhafter externer Regelenergie, der sich nicht durch Saldierungen über die Zeit ausgleicht, ergeben sich insgesamt höhere Zahlungen als in Tabelle 1. Die von Monat zu Monat deutlichen Unterschiede der Zahlungen ergeben sich als Folge der Gaspreisschwankungen in der betrachteten Zeit, vgl. Abbildung 37.

- Bei halbjährlicher Saldierung der Energiemengen und Abrechnung mit dem Mittelwert der Ausgleichsenergiepreise des Halbjahres (in Abbildung 20 als lilafarbene Fläche dargestellt) fallen rund 264 € an, also ebenfalls rund 0,94 % des vereinfacht ermittelten Marktwertes des Gases.

Wie in Beispiel 1 sind die Zahlungen in den drei möglichen Varianten einander sehr ähnlich. Wie zu erwarten war, entsprechen die Zahlungen für rund ein Prozent der Gasmenge in allen drei Varianten auch rund einem Prozent des Spotgaspreises.

Dass die diesem zweiten Beispiel zugrunde liegende Annahme eines stetigen Bedarfs an dauerhafter Regelenergie realistisch sein kann, zeigt Abbildung 21, die im Rahmen einer Analyse des Regelenergieeinsatzes in Österreich im Jahr 2003 veröffentlicht wurde. Darin zeigt sich für die dort betrachtete Woche ein praktisch konstanter Bedarf an externer Regelenergie, der rund 3 % der ausgespeisten Menge entspricht.

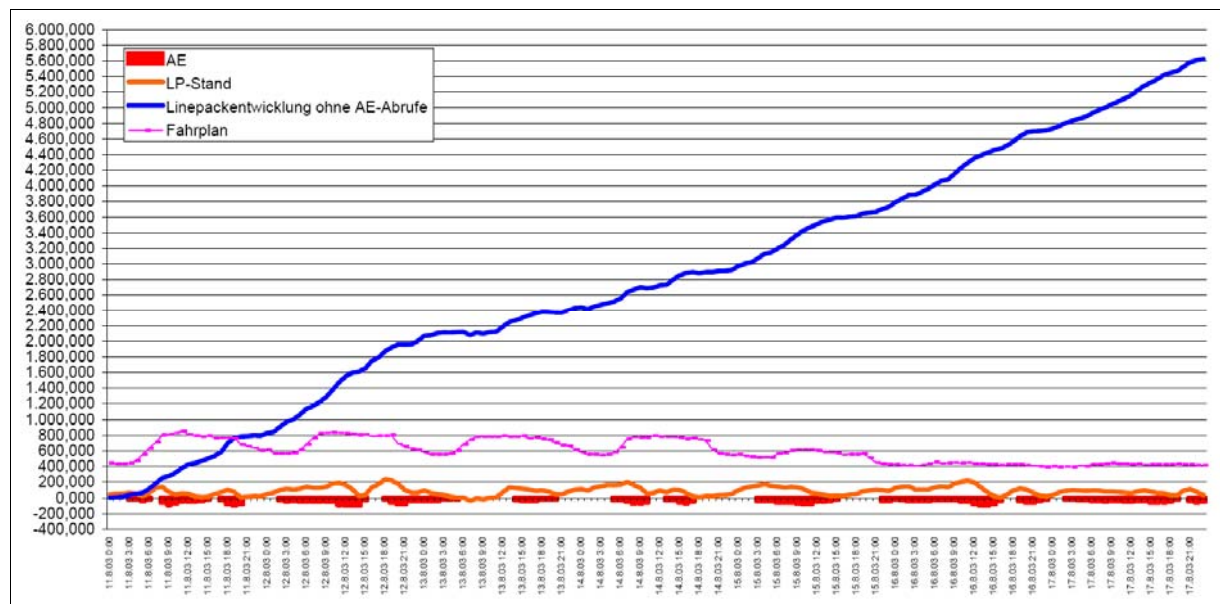


Abbildung 21: Das österreichische Bilanzierungssystem zeigt eine Überspeisungsneigung der Bilanzkreise. In einer grundlegenden Analyse des Regelzonenführers AGGM wird die Erforderlichkeit des Einsatzes von Regelenergie (in Österreich als „physische Ausgleichsenergie“ bezeichnet, abgekürzt AE) wesentlich mit dieser Tatsache begründet. Die Grafik veranschaulicht, dass das Netz ohne Eingriff der Netzbetreiber innerhalb einer Woche (11.8.2003 bis 17.8.2003) mit fast 6.000.000 m³ überspeist wäre. Dies entspricht einer Überspeisung um rund 3 % der in dieser Zeit ausgespeisten Gasmenge, vgl. www.aggm.at/jart/prj3/aggm/data/uploads/Linepack/linepackermittlung.pdf (zuletzt aufgerufen 3.11.2009.)

5.5.2.5 Vergleich mit den Preisen und Kosten für sonstige externe Regelenergie

Die vorgeschlagene Vergütung der antizipierenden Allokations-Anpassungen mit dem jeweiligen mittleren Ausgleichsenergiepreis des Tages sollte aus Sicht des Netzbetreibers nicht zu Kosten führen, die oberhalb der Kosten für sonstige externe Regelenergie liegen.

Zunächst lassen sich die gezahlten Preise miteinander vergleichen, da diese aufgrund der in GABi-Gas festgelegten Veröffentlichungspflichten für die sonstige externe Regelenergie bekannt sind. Aus den gleichen Veröffentlichungen lässt sich erkennen, welche Preise für antizipierende Allokations-Anpassung gezahlt worden wären.

Abbildung 22 zeigt die Preise, die die Bilanzkreisnetzbetreiber für den Einsatz von dauerhafter externer Regelenergie bezahlt haben als Prozentsatz der Ausgleichsenergiepreise. In der Abbildung sind nur die Arbeitspreise des Regelenergieeinsatzes berücksichtigt. In vielen Fällen erhielten die Netznutzer eine zusätzliche Vergütung für die Vorhaltung der Regelenergie.

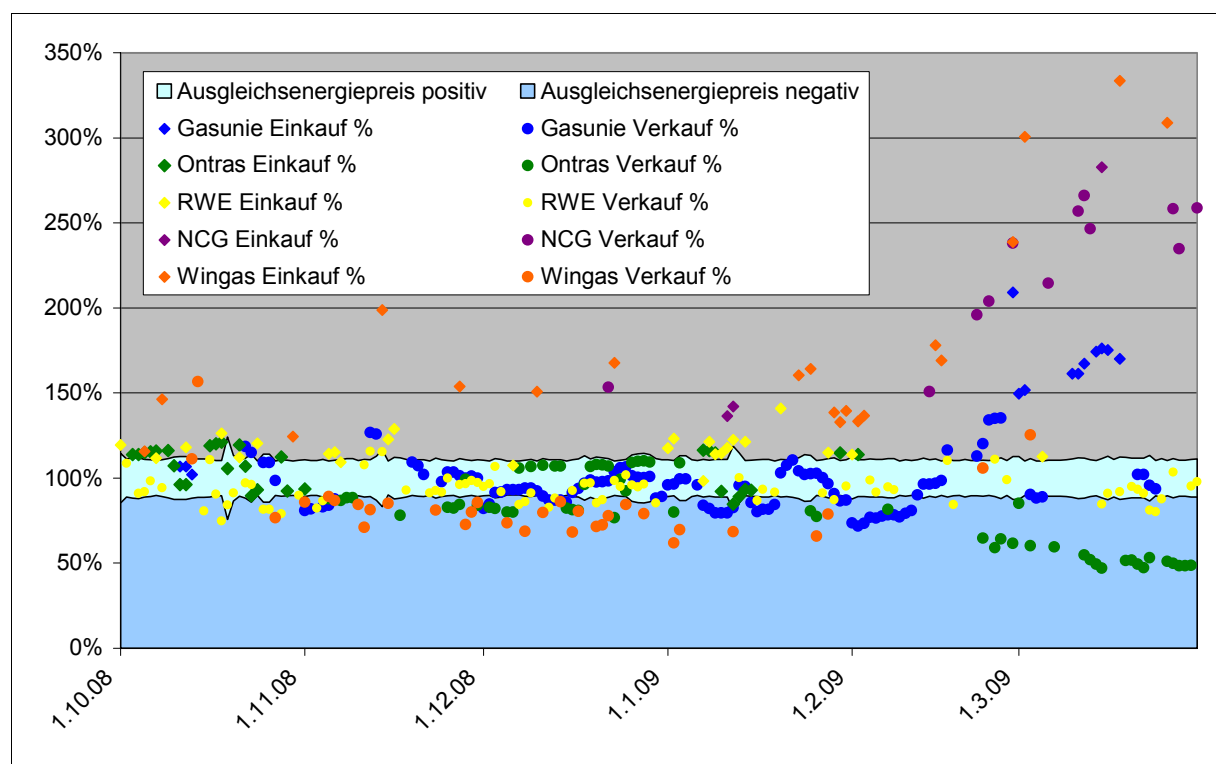


Abbildung 22: Darstellung der veröffentlichten Preise für dauerhafte externe Regelenergie in sechs ausgewählten Marktgebieten in der Zeit von 1.10.2008 bis 1.4.2009 normiert auf die jeweiligen mittleren Ausgleichsenergiepreise. Die Ausgleichsenergiepreise (hellblau und mittelblau) liegen gemäß GABi-Gas jeweils oberhalb und unterhalb des Mittelwertes; die geringen Schwankungen ergeben sich aus der Regel, dass der jeweils zweithöchste und zweitniedrigste Preis angewendet wird. Die Preise für Regelenergie liegen nur zum Teil innerhalb des Bandes der Ausgleichsenergie und die Preise beider Vorzeichen liegen teilweise deutlich oberhalb der Preise für positive Regelenergie. Teilweise gezahlte Vorhalteentgelte sind dabei nicht berücksichtigt. Veröffentlichung gemäß Festlegung GABi-Gas, Tenor 3c.) Der Anstieg der Abweichungen liegt im Absinken des Gaspreises in der betrachteten Zeit begründet. Bei sinkendem Basisentgelt bewirkt ein konstanter Aufschlag eine zunehmende relative Abweichung.

Abbildung 22 verdeutlicht, dass die Arbeitspreise für dauerhafte externe Regelenergie häufig außerhalb der Spreizung der Ausgleichsenergiepreise angesiedelt sind. Zudem zeigen sie in vielen Fällen eine größere Spreizung: Preise für negative Regelenergie liegen teils deutlich unterhalb der Preise für positive Regelenergie. Dies entspricht den Erwartungen, allerdings verursachen hohe Spreizungen entsprechend hohe Kosten für die Bilanzkreisnetzbetreiber.

Diese Kosten werden durch die in der Abbildung nicht berücksichtigten Vorhalte-Vergütungen weiter gesteigert.

Im Vergleich liegen die vorgeschlagenen Preise für die dauerhafte externe Regelenergie, die sich aus der Anwendung von antizipierenden Allokations-Anpassungen ergeben, immer in der Mitte der Spreizung der Ausgleichsenergie, in Abbildung 22 liegen sie immer bei 100 %. Eine Vergütung für die Vorhaltung gibt es in diesem System nicht.

Dadurch, dass die Preise für antizipierenden Allokations-Anpassung sowohl für positive als auch für negative Anpassungen stets bei dem Mittelwert der Ausgleichsenergieentgelte liegen, könne sich die Kosten und Erlöse zudem gegenseitig saldieren.

Im Vergleich der Kosten, die für den Einsatz von dauerhafter externer Regelenergie anfallen und über das Umlagekonto von den Netznutzern zu tragen sind, führt die Anwendung antizipierender Allokations-Anpassungen zu deutlichen Senkungen.

5.5.2.6 Ergebnis der Abwägungen zur Vergütung der Allokations-Anpassungen

Vorliegend wird aus den folgenden Gründen die tägliche Abrechnung der Anpassungsmengen mit einer monatlich zusammengefassten Abwicklung für die geeignete Ausgestaltung gehalten:

- Die Variante der täglichen Vergütung der durch Anwendung von antizipierenden Allokations-Anpassungen gelieferten Regelenergiemengen ist schnell und unmittelbar. Sobald eine Anpassung erfolgt, wird sie abgerechnet.
- Jede Anpassungsmenge wird exakt zu dem Tagespreis abgerechnet, der am Tag des Abrufes galt.
- Die Beispiele zeigen, dass trotz des in der betrachteten Periode stark veränderlichen Gaspreises letztlich nur die dauerhafte Überspeisung vergütet wurde. Die zusätzlichen Regelenergiemengen werden zwar vergütet, die Vergütungen heben sich aber im Zeitverlauf auf.
- Bei schwankenden Abnahmemengen der Letztverbraucher, wie sie abweichend von den Annahmen, die den Beispielen zugrunde gelegt wurden, die Regel sind, erfolgt eine einfache mengenproportionale Abrechnung.
- Psychologisch dürfte diese Abrechnungsvariante die meiste Zustimmung finden, weil sie einen unmittelbaren Bezug zu den individuellen Abläufen enthält.

Da alle drei betrachteten Varianten zu ähnlichen Ergebnissen führen, kann die psychologische Komponente den Ausschlag geben.

Unabhängig von der Wahl der Bepreisungsvariante führt die Beschaffung eines großen Teils der dauerhaften externen Regelenergie durch die Anwendung von antizipierenden Allokations-Anpassungen zu deutlichen Kostensenkungen.

5.5.3 Integration einer lokalen Komponente

Die Integration einer lokalen Komponente würde es den Bilanzkreisnetzbetreibern zum einen erlauben, ein weit größeres Spektrum möglicher technischer Problemlagen durch Anwendung von antizipierenden Allokations-Anpassungen auszugleichen. Zum anderen können kapazitätssteigernde Wirkungen von antizipierenden Allokations-Anpassungen besser realisiert werden, wenn diese eine lokale Komponente aufweisen (vgl. oben 5.3.3.)

Diese Vorteile können vor allem dann generiert werden, wenn die Allokations-Anpassungen jeweils punktscharf erfolgen.

5.5.3.1 Integration einer lokalen Komponente aus Netznutzersicht

Ein Bilanzkreis, der zu den beiden angrenzenden Marktgebieten A und B je einen Einspeisepunkt (P_A und P_B , vgl. Abbildung 23) umfasst, bekommt bei Integration der lokalen Komponenten in die antizipierenden Allokations-Anpassungen am Tag D-2 eine Mitteilung über die Anpassungen der Allokation seiner Letztverbraucherentnahmen am Tag D. Dies könnte in der Mitteilung bestehen, dass in Summe eine Anpassung von +2 Einheiten erforderlich ist, die aber punktscharf durch eine Anpassung von +5 Einheiten am Punkt P_A und von -3 Einheiten am Punkt P_B zu realisieren ist.

Unabhängig von der noch zu klärenden Frage, ob die Anpassungen jeweils der Höhe nach zu begrenzen sind (vgl. unten 5.5.6) ist davon auszugehen, dass eine solche Anforderung einer punktscharfen Anpassung vom Netznutzer häufig nicht ohne weitere Probleme umgesetzt werden kann, wie Abbildung 23 erläutert.

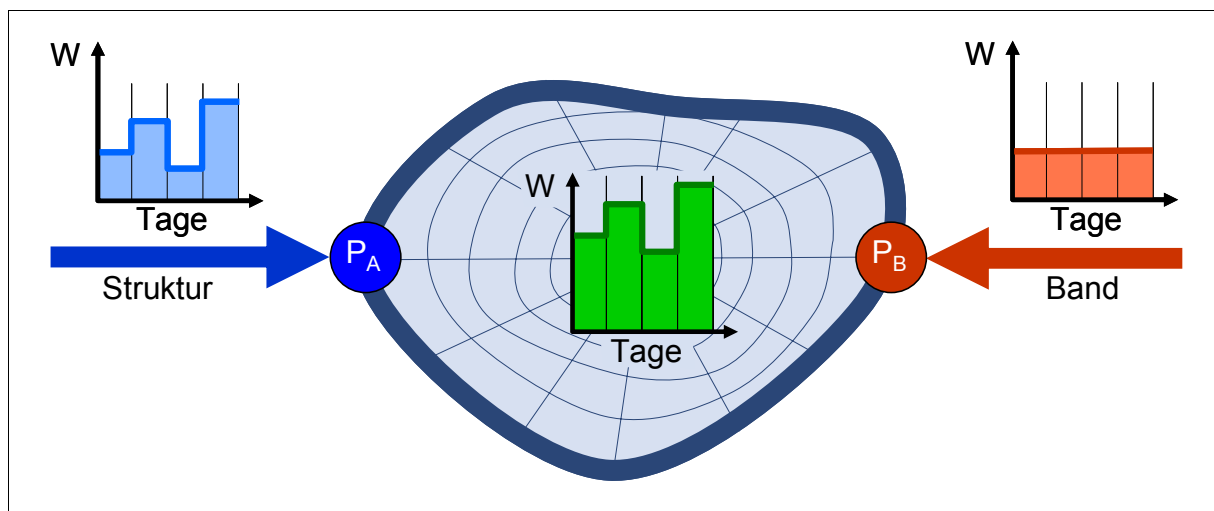


Abbildung 23: Der Bilanzkreis eines Netznutzers umfasse zwei Einspeisekapazitäten an den Punkten P_A und P_B , über die die Struktur des Bilanzkreises eingespeist wird. Im dargestellten Fall habe der Netznutzer die Flexibilität im Marktgebiet A beschafft, während aus dem anderen Marktgebiet eine Bandlieferung bezogen wird. Einer Anforderung, die Tagesmenge aufgrund der Anwendung antizipierender Allokations-Anpassungen nach oben oder unten anzupassen, kann der Netznutzer nur am Punkt P_A nachkommen, weil er nur dort über die erforderliche Flexibilität verfügt. Am Punkt P_B kann er dies nicht oder zumindest nicht ohne weiteres.

Die gleiche Problematik tritt in dem Fall auf, in dem sich ein Netznutzer vorab keine Flexibilität gesichert hat, sondern von Tag zu Tag die jeweils erforderlichen Mengen auf dem jeweiligen Handelspunkt beschafft.¹¹⁵ Ein solcher Netznutzer hat keinerlei Kontrolle darüber, aus welcher Einspeisung das von ihm erworbene Gas stammt. Er kann die Anforderung einer punktscharfen Anpassung auch nicht ohne weiteres an den Vorlieferanten übertragen, da dieser keine Letztverbraucher versorgt und darum – vorbehaltlich der Ergebnisse von Abschnitt 5.5.4 – vom Verfahren der antizipierenden Allokations-Anpassungen nicht betroffen ist.

¹¹⁵ Auch wenn dieses Geschäftsmodell angesichts der gegenwärtig unterentwickelten Liquidität der Handelspunkte und aufgrund der fehlenden Kapazitätsbewirtschaftung noch die Ausnahme ist, sollte das Verfahren der antizipierenden Allokations-Anpassungen diesem Geschäftsmodell nicht im Wege stehen.

5.5.3.2 Integration einer lokalen Komponente mit Blick auf die Weiterentwicklung der Kapazitätsbewirtschaftung

Die punktscharfe Anforderung der Anpassung von Ein- und Ausspeisungen im Rahmen der antizipierenden Allokations-Anpassung kann zu einem Widerspruch mit einer künftigen Kapazitätsbewirtschaftung führen, in der alle physischen Punkte, die zwei Marktgebiete miteinander verbinden, zu einem virtuellen Buchungspunkt zusammengefasst sein sollten.¹¹⁶ Eine solche Bündelung der physischen Punkte ist im Strombereich bereits gängige Praxis; dort wird nicht das einzelne Kabel gebucht sondern der Übergang von Energie von einem Markt zum anderen. Welches Kabel dafür benutzt wird, liegt im Zuständigkeitsbereich der Netzbetreiber.

Bei einer Bündelung der physischen Punkte, die im Gas ebenfalls möglich ist und den Vorteil einer Vertiefung der Trennung von Handel einerseits und Transport andererseits hätte, können auch weit entfernte Punkte zusammengefasst werden. Eine punktscharfe Anforderung der Allokations-Anpassungen müsste sich demgegenüber aber auf die einzelnen physischen Punkte beziehen, damit sie die intendierten netztechnischen Effekte bewirken könnte. Dies würde eine Beibehaltung des physikalischen Bezugs der Netznutzeraktivitäten bewirken, die es generell und besonders bei der Weiterentwicklung der Kapazitätsbewirtschaftung zu vermeiden gilt.

5.5.3.3 Diskriminierungsaspekte der Integration einer lokalen Komponente

Die Integration einer lokalen Komponente in die Anwendung von antizipierenden Allokations-Anpassungen enthält das Risiko, dass es zu Diskriminierungen kommen könnte. Denkbar sind sowohl versehentliche wie gezielte Diskriminierungen:

- Die Anforderung einer Allokations-Anpassung an einem bestimmten Einspeisepunkt kann für die betroffenen Netznutzer höchst unterschiedliche wirtschaftliche Konsequenzen haben, auch wenn die Anpassungsanforderung für alle Netznutzer am gleichen Punkt gleich ist. Netznutzer, die an diesem Punkt nur über teure Flexibilitäten verfügen, sind schlechter gestellt als die Netznutzer, deren Flexibilität an der gleichen Stelle kostengünstig ist (vgl. oben 5.5.3.1.)
- Den Bilanzkreisnetzbetreibern verbleibt bei der Anwendung der antizipierenden Allokations-Anpassungen – wie beim Einsatz von Regelenergie insgesamt – ein hohes Maß an Ermessensspielräumen. Diese Spielräume ermöglichen ein diskriminierendes Verhalten des Bilanzkreisnetzbetreibers zugunsten bzw. zuungunsten einzelner Netznutzer. Eine lokale Differenzierung erweitert diese Handlungsspielräume. So kann eine Zusatzmenge aus Marktgebiet A angefordert werden, wenn der zu begünstigende Netznutzer dort über günstiges Gas verfügt. Praktisch alle für ein solches Verhalten erforderlichen Informationen liegen dem Bilanzkreisnetzbetreiber für den Vollzug seiner Aufgaben vor.

5.5.3.4 Ergebnis der Abwägungen zur Integration einer lokalen Komponente

Vorliegend wird davon ausgegangen, dass die Nachteile und Risiken der Integration einer lokalen Komponente die Vorteile überwiegen. Zwar lassen sich nicht mehr alle oben unter 5.3.3 ausgeführten Potenziale des Einsatzes antizipierender Allokations-Anpassungen tatsächlich nutzen, aber die Praktikabilität, die Diskriminierungsfreiheit und auch die Akzeptanz des Systems der antizipierenden Allokations-Anpassungen sprechen für den Verzicht auf die Integration einer lokalen Komponente.

¹¹⁶ Vgl. Bundesnetzagentur, Neugestaltung des Kapazitätsmanagements 2009, S. 13 f und ERGEG, Capacity allocation and congestion management 2009, Regel G2.4, S. 16.

5.5.4 Bestimmung des Kreises der von der Anpassung betroffenen Aktivitäten der Netznutzer

Grundsätzlich bestünde die Möglichkeit, jede Ein- und Ausspeisung in das System der antizipierenden Allokations-Anpassung einzubeziehen. Sogar die Handelsaktivitäten am virtuellen Handelspunkt ließen sich einbeziehen. Bei der Abwägung, welche Aktivitäten der Netznutzer von Allokations-Anpassungen betroffen sein sollen, ist zu berücksichtigen,

- dass ein großer Kreis zu einer entsprechend geringeren prozentualen Anpassung führen würde
- dass ein kleiner Kreis zu einer Verringerung des Abwicklungsaufwandes führt
- ob die Einbeziehung der jeweiligen Aktivität der Netznutzer im Hinblick auf die Verursachungsgerechtigkeit angemessen erscheint und
- ob die Verfahren der Berücksichtigung von Anpassungen zu der fraglichen Aktivität passen.

5.5.4.1 Einbeziehung der Ausspeisungen zu Letztverbrauchern

Die Ausspeisungen zu Letztverbrauchern sind in vielen Fällen ursächlich an der Entstehung von Regelenenergiebedarf beteiligt. Bei der Belieferung von Letztverbrauchern kommt es zu Prognoseungenauigkeiten entweder der Netzbetreiber im Fall der Standardlastprofile oder der Netznutzer im Fall der gemessenen Letztverbraucher. Insofern erscheint es im Hinblick auf die Verursachungsgerechtigkeit angemessen, diesen Teil der Netznutzeraktivitäten in die Anwendung antizipierender Allokations-Anpassung einzubeziehen.

Netznutzer, die die Versorgung von Letztverbrauchern realisieren, müssen zugleich über die Fähigkeit verfügen, täglich wechselnde Tagesmengen bereitzustellen und ggf. noch während des Gastages ihr Portfolio nachzusteuern. Es ist diesen Netznutzern darum in jedem Fall möglich, die Anpassung ohne nennenswerten Zusatzaufwand zu realisieren.

Allerdings sind die vier in GABi-Gas genannten Allokationsgruppen¹¹⁷ in dieser Frage unterschiedlich zu betrachten:

- Für Standardlastprofilkunden wird gemäß GABi-Gas vom Bilanzkreisnetzbetreiber am Tag D-1 eine verbindliche Allokation an den Netznutzer gemeldet (vgl. oben 3.2.4.) Diese Allokation kann vom Netznutzer mit dem Tags zuvor übermittelten Anpassungs-Prozentsatz verrechnet und der eigenen Belieferung zugrunde gelegt werden. Da die Netznutzer in vielen Fällen schon vor der Übermittlung der Allokationsmeldung mit der Planung der Belieferung beginnen, können sie bei ihrer eigenen Prognose der Standardlastprofilmengen die am Tag D-2 mitgeteilte Anpassung berücksichtigen.
- Bei gemessenen Letztverbrauchern „mit Tagesband“ (RLMmT, vgl. oben 3.4) kommt es erst am Tag nach der Durchführung des Transportes (D+1) zu einer Bilanzierung. Dieser Bilanzierung kann die Anpassung zugrunde gelegt werden, da die Netznutzer bei ihrer Prognose der Ausspeisungen ebenfalls die am Tag D-2 gemeldeten Anpassungen berücksichtigen konnten. Das Risiko der fehlerhaften Prognose verschiebt sich dadurch zwar, aber es verändert sich nicht: Gegenwärtig wird bei der Bilanzierung de facto die Differenz zwischen Netznutzerprognose und Messwert abgerechnet, bei der Anwendung von antizipierenden Allokations-Anpassung müssen bei Meldung einer Anpassung beide Werte um den Anpassungsprozentsatz verändert werden.

¹¹⁷ Drei dieser Gruppen sind in Festlegung GABi-Gas, Anlage 2, S. 8 ff geregelt, die vierte Gruppe, die online-abgesteuerten Entnahmen (vgl. Fußnote 118), sind in der Festlegung benannt aber nicht explizit behandelt.

- Bei gemessenen Letztverbrauchern „ohne Tagesband“ (RLMoT, vgl. oben 3.4) gelten hinsichtlich der Bilanzierung die gleichen Aspekte wie bei RLMmT. Ein Netznutzer könnte alle seine RLM-Kunden gleich behandeln und müsste nicht differenzieren. Allerdings ist für diese Gruppe von Letztverbrauchern die besondere Anwendung des Verfahrens der untertägigen Strukturierung zu berücksichtigen. Bei RLMoT-Kunden werden die stündlichen Messwerte der Entnahme des Kunden mit einer geringen Toleranz von 2 % den stündlichen Werten der Einspeisung gegenübergestellt. Stündliche Differenzen werden mit einem Strukturierungsbeitrag belegt (vgl. oben 3.4.) Bei der Allokationsgruppe RLMoT müsste das Verfahren der Anpassung auf jede einzelne Stunde angewendet werden. Der Aufwand für diese 24-fach häufigere Anwendung erscheint unverhältnismäßig hoch, was dafür spricht, diese Allokationsgruppe von der Anwendung antizipierender Allokations-Anpassungen auszunehmen. Der Netznutzer kann dann zwar nicht mehr alle RLM-Kunden gleich behandeln, aber dies ist wegen der untertägigen Strukturierung ohnehin kaum möglich.
- Netznutzern, die über geeignete Flexibilitätsinstrumente verfügen, steht zusätzlich die Online-Absteuerung¹¹⁸ offen. Sie können einem Netzbetreiber eine steuerbare Quelle zur Verfügung stellen, die dieser anhand der Messwerte eines oder mehrerer Letztverbraucher steuert. Für diese Allokationsgruppe wird in der untertägigen Strukturierung gemäß GABi-Gas keine untertägige Toleranz gewährt. Bei stündlichen Differenzen wären sofort Strukturierungsbeiträge fällig, allerdings sind aufgrund des Verfahrens Differenzen ausgeschlossen. Da bei der Online-Absteuerung die Messwerte häufig im Abstand weniger Minuten übertragen werden, erscheint auch hier die Anwendung von Anpassungen wenig zweckmäßig, obwohl sie aufgrund des hohen Automatisierungsgrades vermutlich durchführbar wäre.

Insgesamt ergibt sich, dass die Entnahmen aller Letztverbraucher, die untertägig mit einem Tagesband abgerechnet werden, also Standardlastprofilkunden und die Allokationsgruppe „RLMmT“ in den Kreis der von Anpassungen Betroffenen einbezogen werden sollten. Entnahmen, die nach dem Verfahren RLMoT abgerechnet werden, und online abgesteuerte Entnahmen sollten nicht einbezogen werden. Allerdings führt diese Beschränkung dazu, dass die Antizipation der Ausspeisemengen am Tag D, die der Bilanzkreisnetzbetreiber im Rahmen der Ermittlung des Anpassungsprozentsatzes durchführen muss (vgl. 5.6.1.2), deutlich komplexer wird.

5.5.4.2 Einbeziehung der Ein- und Ausspeisungen an Marktgebietsgrenzen

Auch wenn es in der bisherigen Darstellung des Vorschlags der antizipierenden Allokations-Anpassung nicht angelegt ist, könnten auch die an den Grenzen der Marktgebiete erfolgenden Ein- und Ausspeisungen den Anpassungen unterworfen werden. Soweit es die Einspeisungen betrifft, müsste die Anpassung mit einem entgegengesetzten Vorzeichen angewendet werden.

Vorteilhaft an dieser Einbeziehung wäre, dass die Transportmenge, auf die die Anpassung wirken würde, maximiert wäre. Zudem könnten unterbrechbare Nominierungen in die Anpassung einbezogen werden, die wie Letztverbraucher für den jeweiligen Bilanzkreis ein Differenzrisiko verursachen.

Gegen diese Möglichkeit sprechen allerdings mehrere Gründe:

¹¹⁸ Bei der Online-Absteuerung, die auch „online Flow-control“ (OFC) genannt wird, handelt es sich um ein Nominierungsersatzverfahren gemäß § 28 GasNZV.

- Ein- und Ausspeisung an Marktgebietsgrenzen unterliegen im Regelfall gerade keinen Abweichungsrisiken. Wegen der Regelung „allokiert wie nominiert“¹¹⁹ werden allen Netznutzern die von ihnen nominierten Mengen auch in den Bilanzkreis allokiert. Es wäre wenig verursachungsbezogen, wenn dieser Vorgang von einer Anpassung betroffen wäre.
- Über Marktgebietsgrenzen sollen differenzfreie Geschäfte mit einem möglichst geringen Transaktionsaufwand möglich sein, damit Netznutzer solche Transporte unter anderem für die Arbitrage zwischen angrenzenden Märkten nutzen können. Wenn in den verschiedenen angrenzenden Systemen unterschiedliche und wechselnde Anpassungen zur Anwendung kommen würden, könnten solche Geschäfte empfindlich gestört werden. Dies gilt insbesondere dann, wenn sich die von der Liberalisierung intendierten wettbewerblichen Märkte tatsächlich entwickeln. Dann werden in den Handelsgeschäften nur noch sehr geringe Margen eingepreist werden können. Risikozuschläge, die sich aus einer bei Geschäftsabschluss noch nicht bekannten Anpassung ergeben, würden vor allem von kleinen Marktbeteiligten nur schwer durchsetzbar sein. Große Marktbeteiligte mit einem entsprechend starken Portfolioeffekt wären dann auch bei eigentlich einfachen Bandleieferungen im Vorteil.
- An einem Netzkoppelpunkt zwischen zwei Marktgebieten würden ggf. unterschiedliche Anpassungsprozentsätze auf beiden Seiten des Punktes angewendet. Das Matching der Nominierungen der Transportkunden müsste sich auf den Wert nach Anwendung der Anpassung beziehen, was zu nennenswerten Schwierigkeiten führen kann.
- Wenn ein Transport ein Marktgebiet nur durchquert, wirkt bei der Einspeisung der Anpassungsprozentsatz mit dem entgegengesetzten Vorzeichen zu dem bei der Ausspeisung. Dennoch handelt es sich nach einem solchen Transit nicht mehr um die gleiche Menge, weil die Bezugsgröße jeweils unterschiedlich ist: Bei einer Anpassung von -2 % werden 100 MWh zu 98 MWh. Bei der umgekehrten Anpassung werden daraus nicht wieder 100 MWh sondern 99,96 MWh, weil die Berechnungsbasis der zweiten Anpassung nicht mehr 100 sondern 98 ist. Wenn ein Gastransport durch mehrere Marktgebiete führt, die alle je einen Anpassungsprozentsatz für die Einspeisung und für die Ausspeisung vorgegeben haben, dann kommt am Ende möglicherweise ein spürbar veränderter Gasfluss heraus.
- Die Einbeziehung von unterbrechbaren Kapazitäten erscheint zunächst sachgerecht, weil die Nutzung dieser Kapazitäten im Unterbrechungsfall zu Netzdifferenzen führt, die den Einsatz von Regelernergie auslösen können. Andererseits ist die Nutzung unterbrechbarer Kapazitäten ohnehin schon durch das Risiko der Unterbrechung belastet. Eine zusätzliche Komplexitätssteigerung der Nutzung dieser Art von Kapazität ist aus diesem Grund zu vermeiden.
- Die Nominierungen der Transportkunden sind erst am Tag D-1, im Fall der Renominierungen sogar erst während des Tages D bekannt. Dies macht die Antizipation der Anpassungsprozentsätze praktisch unmöglich.

Aus diesen Gründen sollten die Ein- und Ausspeisemengen an den Grenzen der Marktgebiete nicht in den Kreis der von Anpassungen Betroffenen einbezogen werden.

¹¹⁹ Vgl. Festlegung GABi-Gas Anlage 2, S. 3.

5.5.4.3 Einbeziehung der Netznutzer-Aktivitäten am virtuellen Punkt

Die Einbeziehung der Käufe und Verkäufe von Gas in reinen Handelsgeschäften und der entsprechenden Übertragungen von Gas zwischen Bilanzkreisen, würde den Kreis der von den Anpassungen betroffenen perspektivisch stark erhöhen. Wenn die Gasmärkte sich entwickeln, dann wird Gas – wie viele andere Produkte auch – mehrfach in reinen Handelsgeschäften verkauft, bis es letztlich an Letztverbraucher ausgespeist wird.

Dabei handelt es sich zum Einen um zeitliche und räumliche Arbitragegeschäfte, die den positiven Effekt haben, die Preise im Regelfall zeitlich und räumlich konstanter zu halten als er ohne diese Aktivitäten wäre. Zum Anderen handelt es sich um Geschäfte, die der Aufteilung, Zusammenfassung, Vereinheitlichung und Strukturierung der großen und teilweise technisch volatilen Importflüsse dienen, die für die Marktprodukte des Großhandels, des Zwischenhandels und der Weiterverteilung erforderlich sind.

So kann sich eine nennenswerte Häufigkeit des Weiterverkaufs (englisch Churnrate) ergeben. Am britischen virtuellen Handelpunkt (National Balancing Point, NBP) beträgt die Churnrate derzeit rund fünf bis sechs. Bei Einbeziehung des Virtuellen Punktes würde darum ein Punkt von der Anpassung betroffen sein, an dem ein Vielfaches des physischen Gasabsatzes abgewickelt wird. Aus der Einbeziehung eines Punktes mit so erheblichen Ein- und Ausspeisungen in das System der antizipierenden Allokations-Anpassung würde sich ergeben, dass die Anpassungsprozentsätze stark verkleinert wären.

Gegen die Einbeziehung spricht aber vor allem, dass die antizipierenden Allokations-Anpassungen den Charakter und die Wirkung von Regelenergie haben. Regelenergie aber muss in jedem Falle physisch erbracht werden. Diese Voraussetzung ist an den virtuellen Handelpunkten gerade nicht gegeben. Hier werden Gasmengen nur verrechnet. Physische Bezüge gibt es nur an den Grenzen, bei Speichern, Produktionsanlagen und bei den Letztverbrauchern.

Außerdem aber spricht auch der für ein Funktionieren des Wettbewerbs erforderliche mehrfache Weiterverkauf gegen eine solche Einbeziehung: Wenn bei jedem Geschäft eine möglicherweise bei Geschäftsabschluss noch unbekannte Anpassung eingeplant werden müsste, würde dies die Geschäftsabwicklung komplex machen und mit zusätzlichen Risiken belasten. Da die Entwicklung von wettbewerblichen Gasmärkten ohnehin schwierig ist, ist aus dem übergeordneten Ziel der Liberalisierung, nämlich der Öffnung der Gasmärkte für einen selbsttragenden Wettbewerb, die Einbeziehung der Handelstransfers an virtuellen Punkten in das System der antizipierenden Allokations-Anpassung zu vermeiden.

Auch die Geschäfte am virtuellen Handelpunkt sind für den Bilanzkreisnetzbetreiber praktisch nicht prognostizierbar. Sie können damit bei der Ermittlung des Anpassungsprozentsatzes in keiner Weise berücksichtigt werden.

5.5.4.4 Einbeziehung der Ein- und Ausspeisungen an Speichern und Produktionsanlagen

Die Leitungen, die Speicher- und Produktionsanlagen mit dem Netz verbinden, sind physische Orte, deren Mengen in das System der antizipierenden Allokations-Anpassung einbezogen werden könnten. Soweit diese Anlagen an Fernleitungsnetze angebunden sind, erfolgen hier Nominierungen durch die Netznutzer oder durch die Speicherbetreiber bzw. die Betreiber der Produktionsanlage, die der Anpassung unterworfen werden könnten.

Gegen die Einbeziehung dieser Punkte spricht, dass die Nominierungen an Speichern und Produktionsanlagen, wie die Nominierungen an den Grenzen, differenzfrei sind und damit

keine unmittelbare Ursache für Differenzen in den Netzen darstellen. Auch die Allokation in die Bilanzkreise erfolgt gemäß GABi-Gas ohne Differenzen und Toleranzen.

Des Weiteren spricht gegen die Einbeziehung, dass die Aktivitäten der Netznutzer in den Speichern und Produktionsanlagen zunehmend in die logische Nähe der virtuellen Punkte kommen. So schlägt die Bundesnetzagentur in ihrem Eckpunktepapier zur Kapazitätsbewirtschaftung vor, die Netzkapazitäten an Speicher- und Produktionsanlagen nur noch durch den Betreiber der Anlagen selbst vornehmen zu lassen.¹²⁰ Dadurch würde z.B. die Speicherdienstleistung direkt am virtuellen Handelpunkt angeboten. Für die Netznutzer würde es unerheblich, ob die Speicherdienstleistung physisch oder virtuell¹²¹ erbracht wird. In diesem Fall gelten alle Argumente, die gegen eine Einbeziehung der virtuellen Handelpunkte sprechen (vgl. oben 5.5.4.3) auch gegen die Einbeziehung der Speicher- und Produktionsanlagen in das System der antizipierenden Allokations-Anpassung.

Wie bei den Nominierungen an den Grenzen der Marktgebiete erfolgt die Nutzung von Speicher- und Produktionsanlagen nicht mit hinreichendem Vorlauf, sodass eine Berücksichtigung dieser Netznutzeraktivitäten bei der Ermittlung der Anpassungsprozentsätze nicht möglich wäre.

5.5.4.5 Ergebnis der Abwägung zur Bestimmung des Kreises der von der Anpassung betroffenen Aktivitäten der Netznutzer

Die Abwägung der Möglichkeiten, den Kreis der in das System der antizipierenden Allokations-Anpassung einbezogenen Netzaktivitäten der Netznutzer zu bestimmen, kommt zu einem einfachen Ergebnis: Einbezogen werden nur die Ausspeisemengen von Letztverbrauchern, für die gemäß GABi-Gas ein Tagesband zur Anwendung kommt, also Standardlastprofilkunden und RLMmT-Kunden.

Alle anderen Aktivitäten der Netznutzer bleiben von Anpassungen unberührt. Dieses Ergebnis ist in den gesamten Überlegungen zur Ausgestaltung des Systems der antizipierenden Allokations-Anpassung stets vorausgesetzt gewesen und wurde hier durch die Abwägung der denkbaren Alternativen bestätigt.

5.5.5 Verpflichtende Teilnahme am System der antizipierenden Allokations-Anpassungen

Bei der im Vorstehenden begründeten Teilnahme der Netznutzer, die Kunden mit Tagesband versorgen (vgl. 5.5.4), am System der antizipierenden Allokations-Anpassungen ist eine freiwillige und eine verpflichtende Teilnahme denkbar. Netznutzern könnte die Option eröffnet werden, sich gegen eine Teilnahme zu entscheiden. Gegen die freiwillige Teilnahme sprechen aber gravierende Argumente:

- Eine freiwillige Teilnahme ist geeignet, die Vorteile der Anwendung antizipierender Allokations-Anpassungen in Frage zu stellen, da sich diese nur einstellen, wenn die Bilanzkreisnetzbetreiber immer auf eine maximale Anpassungsleistung zurückgreifen können.

¹²⁰ Vgl. Bundesnetzagentur, Neugestaltung des Kapazitätsmanagements 2009, S. 14.

¹²¹ Eine Speicherdienstleistung wird erbracht, indem sich der Anbieter dieser Leistung verpflichtet, Gas zu einem Zeitpunkt zu übernehmen und zu einem anderen Zeitpunkt wieder zurückzugeben. Ob der Anbieter das Gas in der Zwischenzeit physisch in einem Speicher lagert (physische Erbringung), oder ob er das übernommene Gas teilweise oder ganz veräußert und vor der Rückgabe Gas kauft (virtuelle Erbringung), ist für den Nachfrager dieser Dienstleistung unerheblich.

- Die Anpassungslasten, die sich aus den Allokations-Anpassungen ergeben, sind gering und ggf. sogar der Höhe nach begrenzt, wie im nachfolgenden Abschnitt 5.5.6 diskutiert wird. Diese Geringfügigkeit wird in Frage gestellt, wenn sich die Zahl der teilnehmenden Netznutzer reduziert. Für die weiterhin teilnehmenden Netznutzer könnte der spezifische Aufwand ansteigen, wenn nicht ein erhöhter Einsatz von sonstiger externer Regelernergie die mangelnde Teilnahme ausgleicht.
- Die Teilnahme nur eines Teils der Netznutzer am System der antizipierenden Allokations-Anpassungen ist geeignet, den Abwicklungsaufwand für die Bilanzkreisnetzbetreiber im Vergleich zu einer vollständigen Einbeziehung aller Netznutzer erhöhen: Die Bilanzkreisnetzbetreiber müssen zur Ermittlung des Anpassungsprozentsatzes neben dem Regelenergiebedarf des Tages D auch die Ausspeisemenge antizipieren, auf die die Anpassung wirken soll. Diese Antizipation wird wesentlich komplexer, wenn sich die Anpassungen nicht auf die konstante Gruppe der Ausspeisungen beziehen.
- Zu einem nicht unerheblichen, aber nicht mess- oder berechenbaren Anteil stellt die Anwendung von antizipierenden Allokations-Anpassungen eine antizipierte Korrektur der angewendeten Standardlastprofile und der Netznutzerprognosen für RLMmT-Kunden dar. Eine Nichtteilnahme an diesen Korrekturen erscheint systemwidrig: den Netznutzern wäre damit sozusagen eine Option eröffnet, sich für die Anwendung schlechterer Profile und Prognosen zu entscheiden.
- Die Freiwilligkeit der Teilnahme an einem neuen Abwicklungsverfahren könnte zu einer flächendeckenden Zurückhaltung führen. Nach den grundlegenden Neuerungen der vergangenen Zeit könnten die Netznutzer unwillig sein, eine neuerliche Änderung zu akzeptieren und sich – möglicherweise ohne nähere Prüfung der ökonomischen Folgen – gegen die Teilnahme entscheiden.

Wenn diesen Argumenten zum Trotz eine Freiwilligkeit eingeführt würde, könnte versucht werden, die Teilnahme möglichst vieler Netznutzer durch entsprechende ökonomische Anreize zu erreichen. So könnte die Teilnahme durch eine Zahlung belohnt werden, die über die Bezahlung der durch die Anpassung gelieferten Regelernergie (vgl. oben 5.5.2) hinausgeht. Umgekehrt könnte von Netznutzern, die nicht am System teilnehmen, eine entsprechende Zahlung erhoben werden. Für eine solche Zahlungen gibt es zwei grundlegend unterschiedliche Möglichkeiten der Bemessung:

- Verursachungsgerechte Kostenumlage. Dafür müsste sich die Höhe der Zahlung für die Nichtteilnahme an den Kosten der aufgrund der Nichtteilnahme entstehenden Kosten für externe Regelernergie orientieren. Die Ermittlung dieser Kosten dürfte in der Praxis nahezu ausgeschlossen sein. Dies ergibt sich unter anderem aus der Tatsache, dass antizipierende Allokations-Anpassungen einerseits und externe Regelernergie nicht in einem direkten Austauschverhältnis stehen, weil sie auf unterschiedliche Weise zur Systemstabilisierung beitragen (vgl. oben 5.3.1 und 5.3.2.) Solange eine große Mehrheit der Netznutzer am System der antizipierenden Allokations-Anpassungen teilnimmt, ist das System im vollen Umfang in der Lage, seine Möglichkeiten zur Vermeidung externer Regelernergie auszuschöpfen; die Nichtteilnahme einiger weniger Netznutzer würde dann möglicherweise gar nicht zu einer Erhöhung des Bedarfs an externer Regelernergie führen, deren Kosten verursachungsgerecht umzulegen wären. Sollten viele Netznutzer gegen die Teilnahme optieren, könnte zwar der Bedarf an externer Regelernergie zunehmen, es wäre aber nicht zu erkennen, inwieweit dies im Einzelfall durch die Nichtteilnahme oder durch die Lastschwankungen verursacht wäre.
- Pönalisierung der Nichtteilnahme. Anstelle einer verursachungsgerechten Bepreisung könnte eine Pönale erhoben werden. Eine wirksame Pönale müsste höher liegen als die

Kosten, die für die Erbringung der zusätzlichen Flexibilitätsanforderungen, die sich aus der Erfüllung der angeforderten Allokations-Anpassungen ergeben, anfallen. Da diese Kosten sehr gering sein dürften (vgl. unten 5.5.6.4) kommt schon eine geringe Pönale faktisch einer Teilnahmeverpflichtung sehr nahe.

Die vorstehenden Überlegungen zeigen, dass es für die Bemessung einer wirksamen Zahlung, die die Teilnahme anregen soll, keinen geeigneten Maßstab gibt. Dies ist ein weiteres Argument, das gegen die Freiwilligkeit der Teilnahme am System der antizipierenden Allokations-Anpassung gewertet werden kann.

Aus diesen Gründen wird vorgeschlagen, die Teilnahme am System der antizipierenden Allokations-Anpassungen für alle Netznutzer, die Letztverbraucher mit Tagesband versorgen, verpflichtend auszugestalten. Eine Option, die Teilnahme gegen Zahlung auszusetzen, sollte nicht eingeführt werden.

5.5.6 Begrenzung der Höhe der Anpassung

Dass es zumindest in irgendeiner Weise einer Begrenzung der Höhe der möglichen Anpassungen der Allokationen bedarf, ist augenfällig. Es ist nicht realistisch, dass der Netznutzer aufgrund einer Mitteilung des Bilanzkreisnetzbetreibers seine Einspeisungen an einem Tag verdoppelt und am nächsten Tag auf Null reduziert.

Für die Ausgestaltung des vorgeschlagenen Systems ist es von entscheidender Bedeutung, die Zumutbarkeit der Anpassungen auf Seiten der Netznutzer zu beurteilen. Das System darf die Flexibilitätsoptionen der Netznutzer nicht überfordern. Zugleich müssen die Netzbetreiber hinreichend hohe Anpassungen veranlassen können, um das Verfahren sinnvoll einsetzen zu können.

5.5.6.1 Probleme der Abschätzung der Höhe der erforderlichen Anpassungen

Wie hoch der Anpassungsbedarf im Einzelfall liegen kann, ist nur schwer vorherzusagen. Die denkbare Höhe ist von grundsätzlichen Fragestellungen abhängig:

- Inwieweit und in welcher Qualität die Netzbetreiber in der Lage sind, zwei Tage vor dem eigentlichen Erfüllungstag schon einen plausiblen Anpassungsbedarf zu antizipieren, ist offen, auch wenn vermutet werden kann, dass die Einsatzentscheidungen dauerhafter externer Regelenergie auch gegenwärtig schon mit einigem Vorlauf getroffen werden. Damit ist zugleich offen, ob die Netzbetreiber in der Lage sind, den Anpassungsbedarf zu vergleichmäßigen oder ob sie eher zu ungleichmäßigen und damit ggf. auch größeren Anpassungen tendieren. Vermutlich wird dieses vor der Einführung des Systems von den unterschiedlichen Netzbetreibern auch sehr unterschiedlich eingeschätzt. Wenn die Möglichkeit der Mitteilung einer Anpassung besteht, könnte sich im Lauf der Zeit eine Branchenpraxis herausbilden.
- Vor der Mitteilung eines allgemeinen Anpassungs-Prozentsatzes müssen die Netzbetreiber des Marktgebietes ihren jeweils eigenen Regelenergiebedarf antizipieren und dem Bilanzkreisnetzbetreiber mitteilen, der daraus in geeigneter Weise einen gemeinsamen Anpassungs-Prozentsatz ermitteln muss. Wie dabei die unterschiedlichen Anpassungsbedarfe miteinander verrechnet werden, ist im Rahmen der vorliegenden Abwägungen nicht festzustellen.
- Es wäre ggf. wenig effizient, wenn angrenzende Marktgebiete für den gleichen Tag stark gegenläufige Anpassungsbedarfe mitteilten. Es ist darum denkbar, dass vor der Mitteilung ein Abgleich der Anpassungen der Marktgebiete erfolgt, dessen Verfahren und Wirkungen aber wie im vorstehenden Punkt nicht abschätzbar sind.

Daneben ist die mögliche Höhe des denkbaren Anpassungsbedarfs von technischen Aspekten abhängig:

- Eine geringe Größe des verfügbaren Netzpuffers kann den Handlungsspielraum des Bilanzkreisnetzbetreibers einengen, so dass dieser häufiger und stärker auf Allokations-Anpassungen zurückgreift, als er es bei einem größeren Netzpuffer tun würde.
- Die effiziente Nutzung der internen Regelenergie setzt umfangreiche interne Abwicklungsverfahren voraus, die gegenwärtig noch nicht in vollem Umfang implementiert sein dürften. Wenn diese Verfahren optimiert sind, dürfte der Bedarf an externer Regelenergie und damit auch der Anpassungsbedarf abnehmen. An den gegenwärtigen Regelungen gemäß GABi-Gas wird kritisiert, dass es ökonomische Anreize gibt, Netzpuffer abzubauen.¹²² Dies könnte die Einsatzmöglichkeiten der internen Regelenergie schmälern, es ist aber auch denkbar, dass die Bundesnetzagentur Regelungen einführt, die diesen Tendenzen entgegenwirken, was umgekehrt geeignet sein kann, die Einsatzmöglichkeiten der internen Regelenergie zu erweitern.¹²³
- Die Netzfahrweisen der Netzbetreiber können unterschiedlich sein: Während ein Netzbetreiber sehr vorausschauend und mit großen Sicherheitsabständen zu den technisch kritischen Netzzuständen agiert, kann ein anderer hier „mutiger“ sein. Im ersteren Fall würden sich häufigere und geringere Allokations-Anpassungen erwarten lassen, während im zweiten Fall seltenere aber größere Anpassungen angefordert werden könnten.
- Die Neuregelungen durch GABi-Gas beinhalten Anreize, die Qualität der Standardlastprofile zu verbessern. Insbesondere die Wirkungen der ersten Mehr- und Mindermengenabrechnungen, die ab Oktober 2009 zu durchgeführt werden, dürften einen erheblichen Druck auf die Ausspeisenetzbetreiber ausüben, ihre Profile zu verbessern.¹²⁴ Abweichungen in den Standardlastprofilen bilden aber einen Teil der Ursache für die Erforderlichkeit korrigierender Maßnahmen. Wenn die Qualität der Standardlastprofile sich verbessert, verringert sich der Regelenergiebedarf, für den antizipierende Allokations-Anpassungen eingesetzt werden können.

Die denkbare Höhe des Anpassungsbedarfs ist außerdem vom künftigen Verhalten der Netznutzer abhängig:

- Es ist offen, in welchem Umfang die Probleme bei der Belieferung von gemessenen und nicht gemessenen Letztverbrauchern (vgl. oben 3.2.3.1, 3.2.4.2 und 3.2.4.4) tatsächlich zu systematischen oder zumindest dauerhaften Fehleinspeisung führen; die Umstellung auf die Neuregelungen nach GABi-Gas ist noch nicht hinreichend durchgängig erfolgt, um hier bereits auf Erfahrungswerte zurückgreifen zu können. Es ist daher möglich, dass die dauerhaften Abweichungen insgesamt nur sehr gering sind, es ist aber ebenso gut denkbar, dass sich auch im neuen Bilanzierungsregime GABi-Gas dauerhafte und regelmäßige Abweichungen einstellen. Möglicherweise könnte die Bundesnetzagentur

¹²² Vgl. zum Beispiel Monopolkommission 2009, S. 16 f.

¹²³ Vgl. Hewicker/Kesting, 2007 S. 77 ff.

¹²⁴ Die in vielen Fällen geringe Qualität der eingesetzten Standardlastprofile hat, vor allem bei Verwendung synthetischer Profile, dazu geführt, dass sich im ersten Jahr der Anwendung teils große Differenzen zwischen der Summe der Profilwerte und der gemessenen Ausspeisemenge des Letztverbrauchers ergeben haben. Bei der Mehr- und Mindermengenabrechnung wird diese Differenz abgerechnet. Hohe Zahlungsanforderungen durch die Netzbetreiber dürften bei den Netznutzern für Verstimmung sorgen.

dies dann zum Anlass nehmen, um mit den in GABi-Gas angelegten Instrumenten gegenzusteuern,¹²⁵ was das Verhalten der Netznutzer beeinflussen dürfte.

- Für die Belieferung von gemessenen Letztverbrauchern stehen den Netznutzern, wie oben unter 3.4 ausgeführt, untertägige Toleranzen zur Verfügung. Derzeit entwickelt sich eine Praxis, wie von den Netznutzern mit diesen Toleranzen umgegangen wird. Sollte sich herausstellen, dass die Toleranzen häufig oder regelmäßig ausgeschöpft oder überschritten werden und dass die Netznutzer gezielt eine Bilanzdifferenz am Tagesende riskieren, könnte dies den Anpassungsbedarf der Netzbetreiber erhöhen. Die gilt insbesondere dann, wenn die Netznutzer dieses Verhalten alle in ähnlicher Weise praktizieren sollten. Wie im vorstehenden Punkt könnte aber auch dies eine Reaktion der Bundesnetzagentur hervorrufen, was wiederum eine Veränderung des Netznutzerverhaltens bewirken kann.

Die vorstehend ausgeführten Gründe sprechen dagegen, dass es möglich ist, den denkbaren Anpassungsbedarf konkret vorherzusagen. Allerdings dürften die meisten genannten Aspekte die Höhe des Anpassungsbedarfs in der Zukunft eher vermindern als steigern. Dies ermöglicht es, den gegenwärtigen Regelenergieeinsatz als Maximalwert des denkbaren Anpassungsbedarfs heranzuziehen.

5.5.6.2 Abschätzung der Höhe der erforderlichen Anpassungen am Beispiel des Marktgebiets H-Gas-Norddeutschland

Gemäß der Festlegung GABi-Gas sind von den Bilanzkreisnetzbetreibern „aussagekräftige Informationen“ über den Regelenergieeinsatz zu veröffentlichen.¹²⁶ Aus diesen Veröffentlichungen ergibt sich, dass im Dezember 2008 der Bedarf an Regelenergie insgesamt und insbesondere der Bedarf an kurz- und langfristiger externer Regelenergie im Marktgebiet H-Gas-Norddeutschland im Vergleich zu anderen Marktgebieten und zu anderen Monaten besonders hoch war. Die entsprechenden Daten sollen darum als Referenz für die Ermittlung eines denkbaren maximalen Anpassungsbedarfs herangezogen werden.

Einschränkend ist zu diesem Beispiel anzumerken, dass die Werte vom Dezember 2008 nicht sehr repräsentativ sind, da sie aus dem Zeitraum der Einführung und Erstumsetzung der neuen Regelungen nach GABi-Gas stammen. Unter anderem haben die angewendeten Standardlastprofile teils noch erhebliche Fehler aufgewiesen.¹²⁷ Auch die Prognosen der Lieferanten gemessener Letztverbraucher dürften in dieser Zeit überhöhte Fehler aufgewiesen haben, weil für viele gemessene Letztverbraucher in dieser Zeit erstmals die Prognose für die Planung der Belieferung aufbereitet wurde.

Die im vorstehenden Absatz (vgl. 5.5.6.1) benannten Gründe, warum perspektivisch mit einem tendenziell geringeren Anpassungsbedarf zu rechnen ist, stimmen für die Werte, die für die ersten Monate nach der Einführung von GABi-Gas veröffentlicht wurden, in besonderem Maße, weshalb die für dieses Marktgebiet in dieser Zeit ermittelte Höhe des Regelenergie-

¹²⁵ „Ein großer Vorteil des festgelegten Entgeltsystems liegt in seiner Flexibilität. Soweit und sobald sich Änderungen als notwendig erweisen werden (...), können diese Änderungen relativ einfach ohne Veränderungen am Gesamtsystem nach einer nochmaligen Festlegung umgesetzt werden.“ Vgl. Festlegung GABi-Gas S. 38.

¹²⁶ Vgl. Festlegung GABi-Gas, Anlage 2 S. 14.

¹²⁷ Die Gasnetzbetreiber hatten spätestens nach Inkrafttreten der Gasnetzzugangsverordnung im Juli 2005 Standardlastprofile für alle Haushalts- und Gewerbekunden anzuwenden, sodass vor Einführung von GABi-Gas bereits fast drei Jahre Erfahrungen mit diesem Instrument hätten vorliegen müssen. Faktisch haben dies viele Ausspeisenetzbetreiber nicht oder nur ansatzweise getan, sodass sie durch die Festlegung GABi-Gas erstmals belastbare Standardlastprofile entwickeln mussten.

bedarfs einen Anhaltspunkt für die maximalen Anpassungsbedarfe bei der Anwendung der antizipierenden Allokations-Anpassung darstellt.

In Abbildung 24 ist der Regelenergieeinsatz im Marktgebiet H-Gas-Norddeutschland im Dezember 2008 dargestellt. Als wichtige Bezugsgröße ist zusätzlich die Tagesmitteltemperatur angegeben.

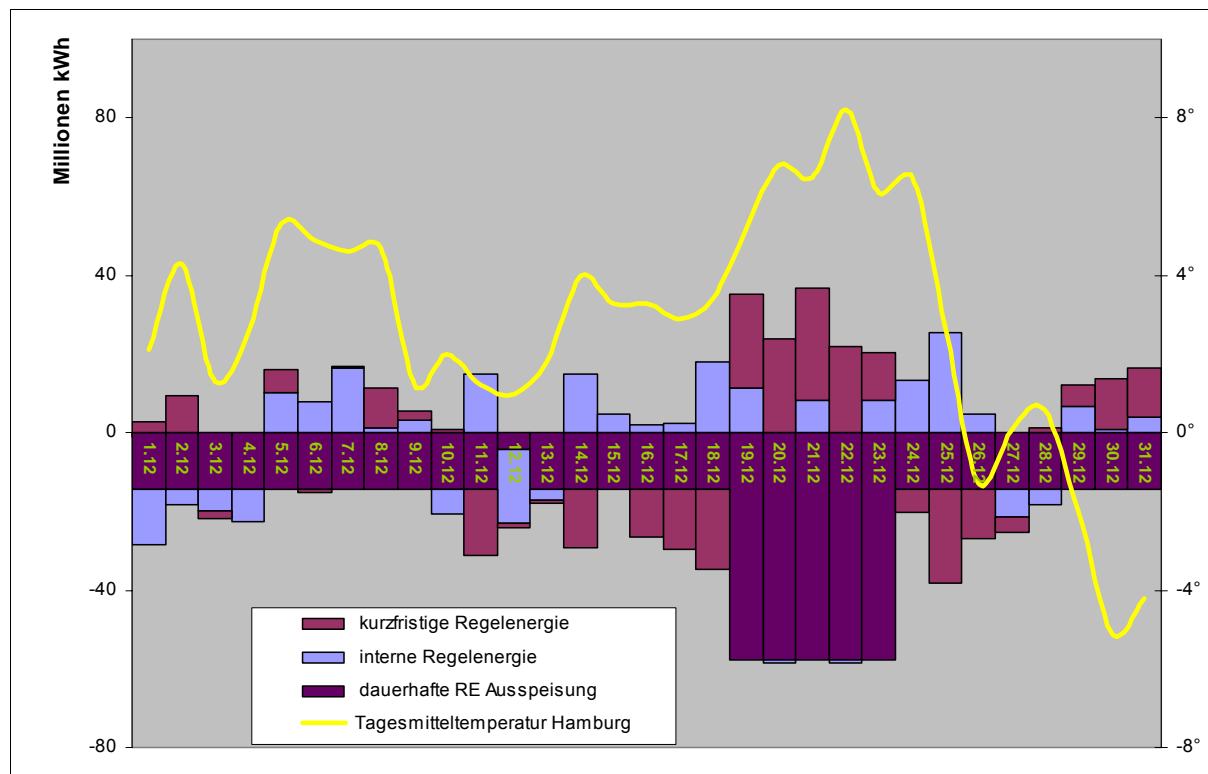


Abbildung 24: Der Einsatz interner und externer Regelenergie im Marktgebiet H-Gas-Norddeutschland im Dezember 2008 in der Einheit Millionen kWh. Dauerhafte externe Regelenergie (violett) wurde nur in Ausspeiserichtung und fast nur als Bandlieferung von mindestens fünf Tagen eingesetzt (Ausnahme: 12.12.) Auffällig ist der starke dauerhafte Regelenergieeinsatz in der Zeit vom 19. bis 23. Dezember. Interne Regelenergie (hellblau) und kurzfristige Regelenergie (weinrot) wurde täglich eingesetzt. An fast allen Tagen wurde Regelenergie mit beiden Vorzeichen eingesetzt. Dies zeigt, dass dauerhafte Regelenergie und kurzfristige Regelenergie nicht austauschbar sind. Eine Korrelation zwischen Temperatur und Regelenergieeinsatz ist nicht erkennbar, rechnerisch beträgt der Korrelationskoeffizient $-0,35$. Quelle für Angaben zur Regelenergie: www.gasunie.de/regelenergie/index.cfm?language=de, Quelle für Temperaturdaten: www.dwd.de/bvbw/appmanager/bvbw/dwdwwwDesktop?_nfpb=true&_windowLabel=T3200039671164966383319&_state=maximized&_pageLabel=dwdwww_start (beide zuletzt aufgerufen 4.11.2009.)

Für die Frage, wie hoch die möglicherweise erforderlichen Allokations-Anpassungen ausfallen könnten, sind die Regelenergiemengen in Beziehung zu setzen zu den in dieser Zeit gelieferten Mengen.

Für diese Abschätzung fehlen die erforderlichen Daten. Veröffentlicht ist für das Marktgebiet H-Gas-Norddeutschland lediglich die durch Weiterverteiler und Letztverbraucher entnommene Jahresarbeit von 192.027.636.634 kWh.¹²⁸ Die Aufteilung dieser Menge auf die Monate und Tage soll nachfolgend aus den verfügbaren Veröffentlichungen für den Gasabsatz in ganz Deutschland überschläglich abgeleitet werden:

Im Blick auf das ganze Jahr ergibt sich eine Aufteilung der Verbrauchsmengen in Deutschland gemäß Tabelle 3.

¹²⁸ Vgl. www.gasunie.de/cms/index.cfm?B96A3DF15056AD19480CD0E75DA531AA (zuletzt aufgerufen am 4.11.2009.)

Jahr 2006	Standardlastprofilkunden		Gemessene Letztverbraucher	
	Haushaltskunden	Gewerbekunden	Industriekunden	Gaskraftwerke
Heizgas	290 Mrd. kWh	100 Mrd. kWh	30 Mrd. kWh	0 Mrd. kWh
Prozessgas	10 Mrd. kWh	60 Mrd. kWh	380 Mrd. kWh	100 Mrd. kWh
	Summe: 460 Mrd. kWh		Summe: 510 Mrd. kWh	

Tabelle 3: Jahresgasverbrauch in Deutschland nach Verbrauchsarten und Kundengruppen. Die Verbrauchsmengen, auf die Standardlastprofile angewendet werden, machen demnach rund die Hälfte aller Verbrauchsmengen aus. Die Angaben wurden aus mehreren öffentlichen Quellen für das Jahr 2006 kombiniert, deren Kohärenz nicht ermittelt werden konnte, sie sind daher nur als grobe Abschätzung verwendbar. Dass ein Teil der Gaslieferungen für die gemessenen Letztverbraucher in Form von RLMOt bilanziert wird und damit aus dem Kreis der von den antizipierenden Allokations-Anpassungen Betroffenen herausfällt (vgl. oben 5.5.4.1), wird hier vernachlässigt. Quellen: Veröffentlichung des BMWi www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/energiestatistiken.did=176660.html und des Bundesamtes für Statistik www.destatis.de/jetspeed/portal/cms/Sites/destatis/SharedContent/Oeffentlich/Al/IC/Publikationen/Jahrbuch/ProdGewerbe.property=file.pdf (beide zuletzt aufgerufen 4.11.2009.)

Obwohl die Tabelle 3 auf Werten von 2006 basiert, soll sie für eine ebenfalls grobe Abschätzung der Liefermengen im Jahr Dezember 2008 herangezogen werden. Gemäß Anwendung eines synthetischen Standardlastprofils für Haushaltskunden auf Basis von Temperaturangaben des Deutschen Wetterdienstes ergibt sich, dass von diesen Letztverbrauchern im Dezember 2008 ein Anteil von 15,5 % der Jahresmenge verbraucht wurde und nicht nur der rechnerische Mittelwert von $1/12 = 8,3 \%$. Für die nachfolgende Tabelle wurde näherungsweise unterstellt, dass die Prozessgasanteile konstant über das Jahr aufgeteilt sind, während die Heizgasmengen dem Standardlastprofil folgen.

Dezember 2006	Standardlastprofilkunden		Gemessene Letztverbraucher	
	Haushaltskunden	Gewerbekunden	Industriekunden	Gaskraftwerke
Heizgas	45 Mrd. kWh	16 Mrd. kWh	5 Mrd. kWh	0 Mrd. kWh
Prozessgas	1 Mrd. kWh	5 Mrd. kWh	32 Mrd. kWh	8 Mrd. kWh
	Summe: 67 Mrd. kWh		Summe: 45 Mrd. kWh	

Tabelle 4: Überschlägige Abschätzung der Anteile von Standardlastprofilmengen und gemessenen Letztverbrauchern am Gasbezug in ganz Deutschland im Dezember 2006. Die Anwendung eines synthetischen Standardlastprofils für die Tagesmengen auf die Tagesmitteltemperaturen, wie sie vom Deutschen Wetterdienst für Hamburg angegeben werden, ergibt, dass im Dezember 15,5 % der Jahresmenge von Standardlastprofilkunden gespeist wird. Entsprechend wurden die Heizgasmengen aus Tabelle 3 mit 0,155 multipliziert, während für die Prozessgasmengen eine Gleichverteilung auf das Jahr unterstellt wird, weshalb dieser Wert mit $1/12$ (0,083) multipliziert wurde. (Parameter des Standardlastprofils für Haushaltskunden nach www.swm-infrastruktur.de/dokumente/swm-infrastruktur/pdf/tabelle1-standardlastprofil-efh.pdf, zuletzt aufgerufen 4.11.2009.)

Wenn man die Aufteilung auf die Kundengruppen und die hypothetisch angenommene Aufteilung auf die Kundengruppen und die Verwendungszwecke auf das Marktgebiet H-Gas-Norddeutschland anwendet, ergibt sich daraus für den Dezember 2008 eine Entnahmemenge von 22 Mrd. kWh:

$$192 \cdot 10^9 \text{ kWh} \cdot \frac{(67 + 45) \cdot 10^9 \text{ kWh}}{(460 + 510) \cdot 10^9 \text{ kWh}} = 22 \cdot 10^9 \text{ kWh}$$

Für die überschlägliche Aufteilung der Liefermenge auf die einzelnen Tage kann ähnlich vorgegangen werden, indem die Werte des synthetischen Standardlastprofils angewendet werden. Die entsprechenden Berechnungen verlaufen analog, sind aber vorliegend nicht dargestellt.

Auf Basis dieser Abschätzung der monatlichen und täglichen Ausspeisemenge im Dezember 2008 im Marktgebiet H-Gas-Norddeutschland in Höhe von 22 Mrd. kWh kann nun der in Abbildung 24 dargestellte Regelenergiebedarf jeweils einer Ausspeisemenge gegenüber gestellt werden.

Die Saldierung der in Abbildung 24 dargestellten Regelenergie über den Monat Dezember ergibt für das Marktgebiet H-Gas-Norddeutschland eine kontinuierliche Ausspeisung von Regelenergie in Höhe von insgesamt rund 500 Mio. kWh und damit von rund 2 % der abgeschätzten Ausspeisemenge in diesem Monat, vgl. Abbildung 25.

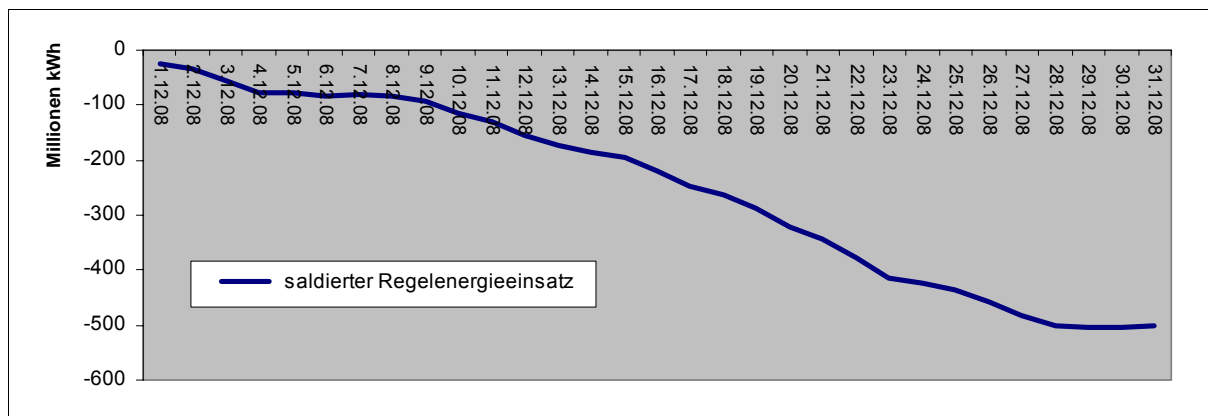


Abbildung 25: Die Werte, die Abbildung 24 zugrunde liegen, sind in dieser Abbildung saldiert dargestellt. Die Darstellung macht deutlich, dass der Bilanzkreisnetzbetreiber des Marktgebietes H-Gas-Norddeutschland eine kontinuierliche Überspeisung auszugleichen hatte. Im dargestellten Monat ergibt sich eine saldierte Ausspeisung, die bis zum Monatsende auf über 500 Millionen kWh angewachsen ist, die dauerhaft aus dem Netz ausgespeist sind. Diese Menge entspricht gemäß der vorstehend beschriebenen Abschätzung des Monatsverbrauchs rund 2 % der in dieser Zeit an Letztverbraucher ausgespeisten Energie. Die Darstellung ist komplementär zu Abbildung 21, in der dargestellt ist, wie sich das österreichische Netz füllen würde, wenn keine Regelenergie eingesetzt würde. Aus der unterschiedlichen Perspektive ergibt sich das unterschiedliche Vorzeichen der Steigung der Kurven in den beiden Abbildungen.

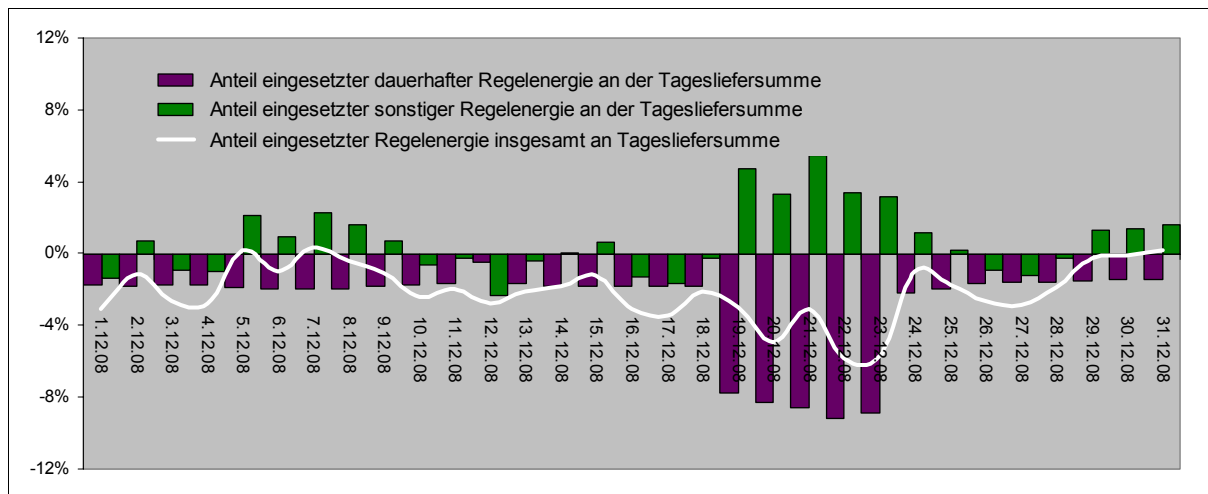


Abbildung 26: Auf Basis der Angaben zum Regelenergieeinsatz, die auch der Abbildung 24 zugrunde liegen, wurde der prozentuale Anteil der im Marktgebiet H-Gas-Norddeutschland im Dezember 2008 eingesetzten externen und internen Regelenergie an der grob abgeschätzten Tagesausspeisemenge dargestellt. Es zeigt sich, dass Regelenergie beider Vorzeichen eingesetzt wurde, die fast 6 % der Tagesausspeisemenge ausgemacht hat. Dauerhafte externe Regelenergie (violett) wurde in der Woche vor Weihnachten in einer Höhe von fast 10 % der Tagesausspeisemenge eingesetzt, allerdings kam es an diesen Tagen zu einer entgegengesetzten Einsatz kurzfristiger Regelenergie.

In Abbildung 26 ist die grob abgeschätzte Tagesausspeisemenge dem täglichen Regelenergieeinsatz gegenübergestellt. Es ist zu erkennen, dass die im Marktgebiet H-Gas-Nord-

deutschland täglich insgesamt eingesetzte Regelenergie zwischen +0,3 % und -5,8 % der Tagesausspeisemenge schwankt. In der Zeit vom 18. bis 23. Dezember sind die höchsten Werte zu erkennen. Dauerhafte externe Regelenergie wird bis zu einer Höhe von fast 10 % der Tagesliefersumme eingesetzt.

Zusammengefasst zeigt sich für den Bedarf an Regelenergie im Marktgebiet H-Gas-Norddeutschland im Dezember 2008, dass bis zu rund 10 % der Ausspeisemenge als dauerhafte externe Regelenergie eingesetzt wurde. Zugleich zeigt sich an der gleichzeitig eingesetzten internen und kurzfristigen Regelenergie mit umgekehrtem Vorzeichen, dass dieser Wert keine hohe Signifikanz hat. Insgesamt wurden bis zu 6 % der Ausspeisemenge als Regelenergie eingesetzt.

5.5.6.3 Abschätzung der Höhe der erforderlichen Anpassungen am Beispiel der österreichischen Regelzone Ost

Das Beispiel der österreichischen Regelzone Ost zeigt ein eingeschwungenes System, da sich in Österreich die Bilanzierungsregeln seit mehreren Jahren nicht mehr grundlegend geändert haben. Netzbetreiber und Netznutzer konnten sich auf das System einstellen. Allerdings handelt es sich um ein stündliches Bilanzierungssystem, das sich von den in Deutschland angewendeten Regelungen erheblich unterscheidet.

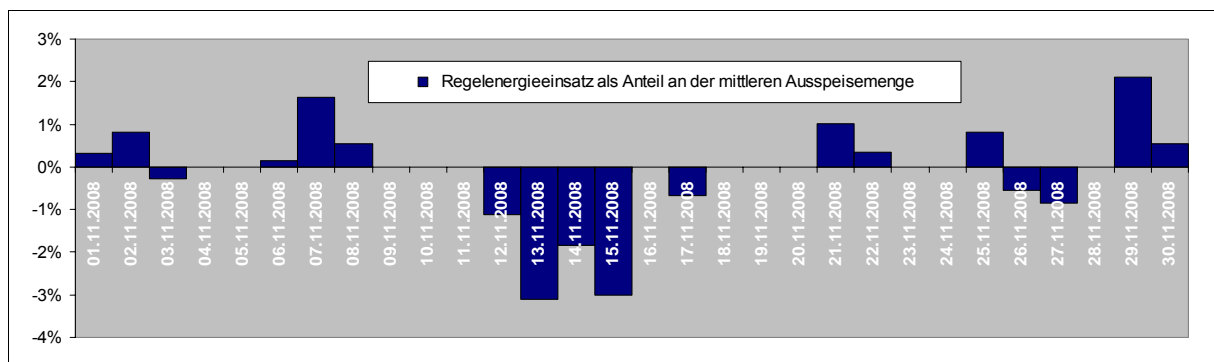


Abbildung 27: Prozentualer Anteil der in der österreichischen Regelzone im November 2008 eingesetzten externen Regelenergie an der Ausspeisemenge im Monatsmittel. Es zeigt sich, dass Regelenergie beider Vorzeichen eingesetzt wurde und in der Spitze rund 3 % der mittleren Ausspeisemenge ausgemacht hat. Quelle der Daten zur eingesetzten Regelenergie: www.agcs.at/balance_energy_market/statistics/index.html, Quelle der Ausspeisemengen: www.aggm.at/jart/prj3/aggm/data/uploads/Statistik%20Gasfluss/2008/Mb%20November_08_GO.pdf (beide zuletzt aufgerufen 4.11.2009.)

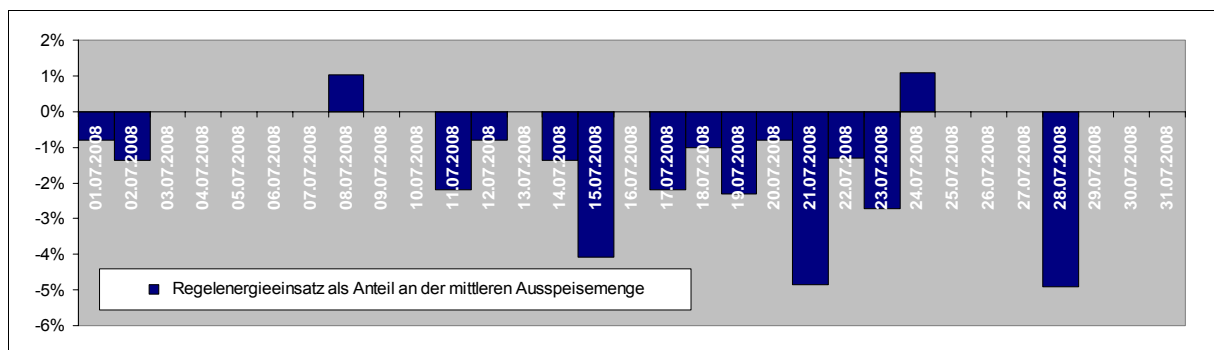


Abbildung 28: Prozentualer Anteil der in der österreichischen Regelzone im Juli 2008 eingesetzten externen Regelenergie an der Ausspeisemenge im Monatsmittel. Es zeigt sich, dass Regelenergie beider Vorzeichen eingesetzt wurde, dass die negative Regelenergie deutlich überwiegt und in der Spitze rund 5 % der mittleren Ausspeisemenge ausgemacht hat. Quelle der Daten zur eingesetzten Regelenergie wie Abbildung 27, Quelle der Ausspeisemengen: www.aggm.at/jart/prj3/omv-aggm/data/uploads/Statistik%20Gasfluss/2008/Mb%20Juli_08_GO.pdf.

Im Vergleich zum obigen Beispiel des Dezembers 2008 im Marktgebiet H-Gas-Norddeutschland zeigt sich im November 2008 in der österreichischen Regelzone mit rund 3 % ein etwas kleinerer Anteil der eingesetzten Regelenergie an der mittleren Ausspeisemenge, vgl. Abbildung 27.

Für Österreich sind im Unterschied zum Marktgebiet H-Gas-Norddeutschland die analogen Werte auch für Juli 2008 verfügbar, vgl. Abbildung 28.

Unterstellt man auch für Juli, dass die Lastanteile in Österreich den Anteilen in Deutschland entsprechen, dann ergibt sich im Sommer ein Anpassungsbedarf von rund 5 % der Ausspeisemenge.

5.5.6.4 Bestehende Netznutzerflexibilität am Beispiel der Schwankungshöhe synthetischer Standardlastprofile

In einer Tagesbilanzierung ist für die Belieferung von Letztverbrauchern von den Netznutzern vor allem die Fähigkeit gefordert, von Tag zu Tag unterschiedlich hohe Tagesbänder zur Verfügung zu stellen. Die Netznutzer müssen in der Lage sein, für den Liefertag D die geeignete Tagesmenge einzuspeisen.

Diese Aufgabe stellt sich sowohl für Netznutzer, die die Belieferung auf der Grundlage ihrer eigenen Prognosen für RLM-Kunden sicherstellen, als auch für Netznutzer, die auf der Grundlage der vom Bilanzkreisnetzbetreiber prognostizierten und gemeldeten Allokationsdaten Letztverbraucher mit Standardlastprofilen beliefern. Für gemischte Portfolien ergeben sich entsprechend gemischte Vorbereitungsaufgaben.

Hinsichtlich der Frage, auf welches Maß die Höhe der Allokations-Anpassungen begrenzt werden muss, muss abgeschätzt werden, in welcher Höhe die Netznutzer ihre Tagesmengen von Tag zu Tag für die Belieferung der Letztverbraucher variieren müssen, wenn keine Allokations-Anpassungen vorgegeben werden. Daraus kann abgeleitet werden, welche Schwankungen für die Netznutzer ohne Veränderung ihres bisherigen Verhaltens darstellbar wären und welche Schwankungen eine deutliche Zusatzbelastung darstellen würden.

Diese Frage soll vorliegend aus den folgenden Gründen für Standardlastprofilkunden analysiert werden:

- Die Entnahmen von Standardlastprofilkunden stellen den überwiegenden Teil der Entnahmen dar. Die für ihre Belieferung erforderlichen Fähigkeiten lassen sich daher verallgemeinern. Zudem folgt der wärmegeführte Teil der Entnahmen der gemessenen Kunden der gleichen Charakteristik.
- Standardlastprofilkunden sind fast vollständig wärmegeführt. Dadurch zeigt diese Gruppe ein besonders hohes Maß an prognostizierbarer Volatilität des Verbrauchs. Die für diese Kundengruppe ermittelte Schwankungshöhe ist aus diesem Grund als besonders hoch anzusehen.
- Industriekunden und besonders Kraftwerke zeigen zwar in vielen Fällen noch deutlich stärkere Schwankungen, aber die Netznutzer, die solche Letztverbraucher versorgen, tun dies nur, wenn sie sich zuvor die entsprechenden Flexibilitätsinstrumente sichern konnten. Aus der Schwankungshöhe dieser Letztverbraucherentnahmen lässt sich nicht auf eine generelle Fähigkeit der Netznutzer zurückschließen, Schwankungen dieser Höhe auszugleichen.
- Für Standardlastprofilkunden besteht die Möglichkeit, die Entnahmeprognosen durch Anwendung des synthetischen Standardlastprofilverfahrens zu konstruieren. Eine Datenerhebung ist nicht erforderlich.

Im Folgenden werden die Schwankungen, die sich für die Netznutzer aus Standardlastprofilen ergeben, analysiert.

Gemäß einem synthetischen Standardlastprofil ergeben sich die in Abbildung 29 dargestellten täglichen Entnahmemengen. Dabei wurde die gemittelte Mehrtagestemperatur zur Anwendung gebracht, die in der Praxis der Netzbetreiber angewendet wird und die einen vergleichmäßigen Effekt hat (vgl. oben 3.2.4.1.)

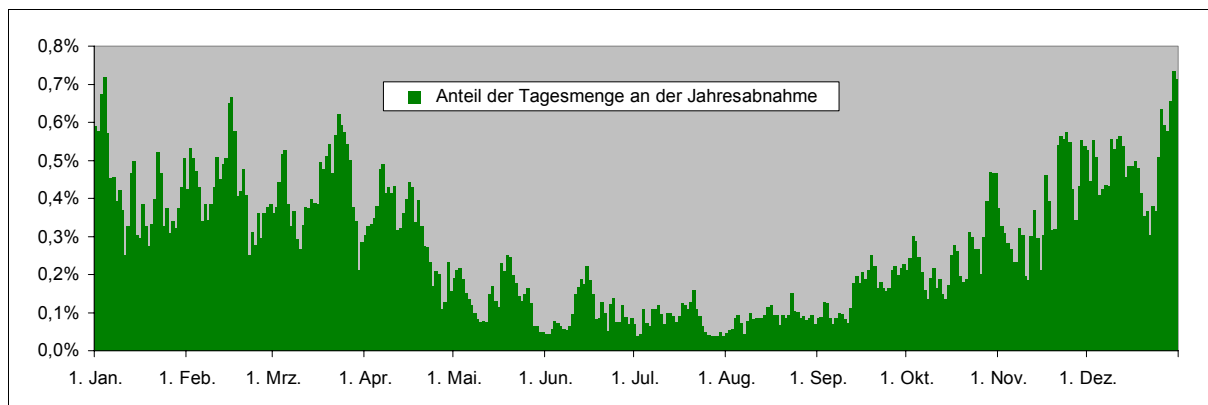


Abbildung 29: Prozentuale Höhe der täglichen Ausspeisemenge eines Haushaltskunden als Anteil am Jahresverbrauch des Haushaltes auf Basis der Mehrtagestmitteltemperaturen für das Jahr 2008. Als kälteste Tagesmitteltemperatur wurde in diesem Jahr am 30. Dezember $-5,1^{\circ}\text{C}$ gemessen, woraus sich der maximale angewendete Profilwert von 0,704 % der Jahresmenge ergibt (zum Vergleich: $1/366 = 0,27\%$.) Quelle des parametrisierten Standardlastprofils: www.swm-infrastruktur.de/dokumente/swm-infrastruktur/pdf/tabelle1-standardlastprofil-efh.pdf, Quelle der Tagesmitteltemperaturen: www.dwd.de/bvbw/appmanager/bvbw/dwdwwwDesktop?_nfpb=true&_windowLabel=T3200039671164966383319&_state=maximized&_pageLabel=dwdwww_start (beide zuletzt aufgerufen 4.11.2009.)

Für die Fragestellung der von den Netznutzern zu realisierenden Schwankungen ist in diesem Verlauf zu analysieren, welche Schwankungen von Tag zu Tag auftreten. In der folgenden Grafik ist darum die Veränderung des Profilwertes von einem Tag auf den anderen angegeben. Die Angaben sind dabei jeweils auf die theoretisch maximale tägliche Entnahmemenge bei Auslegungstemperatur nach DIN EN 12831 bezogen, um einen einheitlichen Bezugswert zu verwenden. Eine Angabe in Prozent der Vortagesmenge würde zu einer wenig aussagekräftigen Darstellung führen, weil insbesondere in der Übergangszeit die Entnahmemengen relativ klein sind, die vom Profil angegebenen täglichen Unterschiede aber relativ groß sind. Die Darstellung würde dann den Anpassungsbedarf überzeichnen.

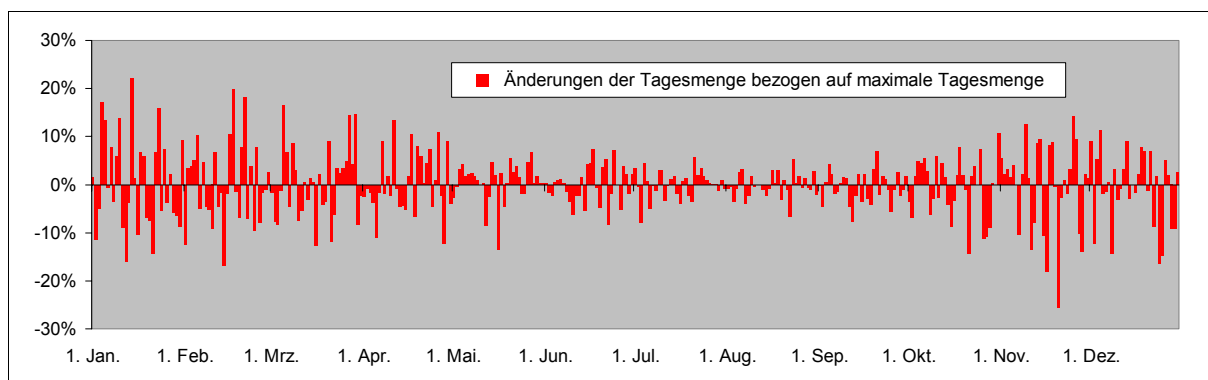


Abbildung 30: Prozentuale Änderungen der täglichen Ausspeisemenge eines Standardlastprofilkunden von einem Tag auf den anderen bezogen auf den maximalen Ausspeisewert von 0,869 % des Jahresverbrauchs, der sich bei der Bemessungstemperatur von -14°C gemäß der Sigmoidfunktion einstellen würde. Es zeigt sich, dass gelegentlich Schwankungen von über 10 % auftreten. Die höchste Änderung von einem Tag auf den Folgetag liegt bei 13 % der maximalen Ausspeisemenge am 25. Dezember 2008. (Quelle der Daten wie Abbildung 29.)

Um eine Übersicht über die von den Netznutzern geforderte Höhe der Schwankungen von einem Tag zum anderen zu bekommen, sind die Beträge der Schwankungen, die in der vorstehenden Abbildung 30 dargestellt sind, der Größe nach sortiert zu betrachten, was in der folgenden Abbildung erfolgt ist.

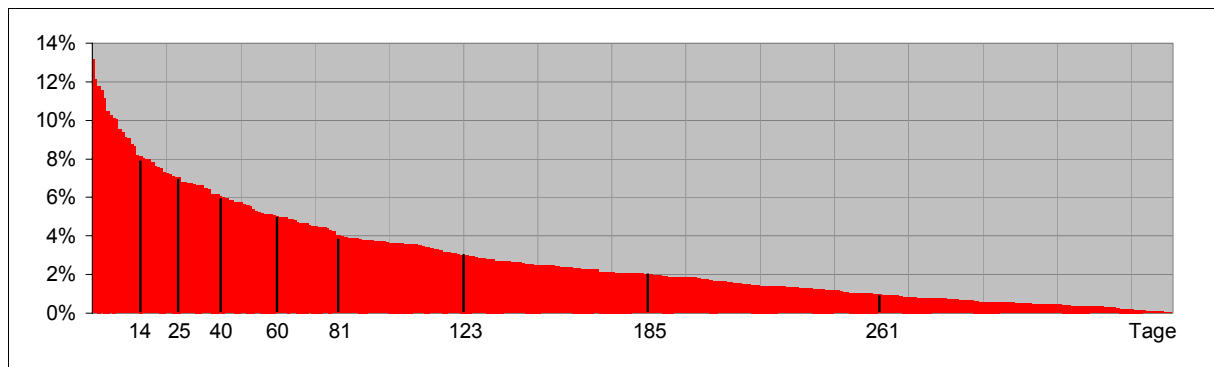


Abbildung 31: Die Sortierung der Absolutwerte der relativen täglichen Änderungen gemäß Abbildung 30 nach der Größe zeigt, dass an 185 Tagen ($\approx 50\%$) Änderungen von 2 % und weniger auftreten. Änderungen um mehr als 5 % betreffen 60 Tage ($\approx 16\%$) und Änderungen von mehr als 8 % kommen nur an 14 Tagen ($\approx 4\%$) vor.

Aus dieser Darstellung lässt sich folgern, dass die Netznutzer, die Standardlastprofilkunden versorgen, Schwankungen von bis zu über 10 % von einem Tag zum anderen auffangen müssen, dass sie in der Regel aber mit deutlich geringeren Schwankungen im kleinen einstelligen Prozentbereich rechnen. Allerdings sind diese Aussagen nur mit einigen Einschränkungen gültig:

- Die Analyse bezieht sich auf ein synthetisches Standardlastprofilverfahren, wie es in Deutschland in vielen Ausspeisenetzen angewendet wird. Bei Letztverbrauchern, für die statt dessen ein analytisches Verfahren zum Einsatz kommt, dürften sich geringere Schwankungen zeigen, allerdings kann in diesen Fällen das Freitag-Sonntag-Dienstag-Problem auftreten (vgl. oben 3.2.4.4.)
- Zu beachten ist zudem, dass dieser Analyse ein reines Einfamilienhaus-Profil eines einzelnen Stadtwerkes zugrunde liegt. Wenn in der Analyse ein gemischtes Standardlastprofil-Portfolio betrachtet wird, das auch Wohnungskunden und Gewerbekunden mit umfasst, dürfte dies bereits zu einer Abschwächung der Schwankungshöhe führen, weil Mehrfamilienhäuser einen günstigeren Volumen-Oberflächen-Quotienten aufweisen und weil Gewerbekunden zumindest geringe Anteile witterungsunabhängiger Entnahmen aufweisen.
- Wenn der Netznutzer in seinem Portfolio Standardlastprofilkunden in mehreren Ausspeisenetzen hat, dann dürften auch die unterschiedlichen Parametrierungen der Standardlastprofile und die unterschiedlichen Temperaturen in den verschiedenen Orten zu einem vergleichmäßigen Portfolioeffekt führen.
- Bei der Analyse ist zu bedenken, dass antizipierende Allokations-Anpassungen eher in vergleichmäßiger Weise eingesetzt werden dürften. Es dürfte sich daher für die Netznutzer in vielen Situationen eine Verminderung der Schwankungshöhe ergeben und keine zusätzliche Anforderung, höhere Schwankungen beschaffungsseitig aufzubringen.

Die Betrachtung der für die Versorgung von Standardlastprofilkunden erforderlichen Flexibilität legt nahe, dass die Höhe der Schwankungen im kleinen einstelligen Prozentbereich für die Netznutzer in der Abwicklung ihres täglichen Geschäftes ohne weitere Probleme handhabbar wäre. Größere Anpassungen würden dagegen zu einer spürbaren Verschiebung der Anforderungen führen.

5.5.6.5 Möglichkeiten für die Begrenzung der Anpassungshöhe

Als mögliche Form der Begrenzung kommen drei Verfahren in Betracht:

- Begrenzung der Anpassung in Relation zur täglichen allokierten Ausspeisemenge an Letztverbraucher. Bei Anwendung dieses Vorschlages wäre die Anpassung in sich selbst beschränkt und die Mitteilung des Bilanzkreisnetzbetreibers am Tag D-2 dürfte in keinem Fall höher sein als zum Beispiel 5 %.
- Begrenzung des Absolutbetrags der Anpassung für jeden Bilanzkreis zum Beispiel in Relation zur maximal möglichen Ausspeisemenge bei Auslegungstemperatur. Zum Beispiel dürfte die Anpassung nicht mehr als 5 % dieses theoretischen Maximalwertes ausmachen.
- Begrenzung der maximalen Ausspeisesumme nach Anwendung der Anpassung auf den Maximalwert der möglichen Ausspeisemenge des einzelnen Bilanzkreises an einem besonders kalten Tag. Der Netznutzer wäre bei dieser Lösung dahingehend abgesichert, dass die Gesamtmenge aus den Ausspeisungen seines Bilanzkreises und den Anpassung eine maximale Höhe nicht übersteigt, auf die er seinen Gasbezug ausrichten kann.

Die drei vorstehenden Verfahren geben dem Netznutzer unterschiedlich hohe Sicherheit, dem Bilanzkreisnetzbetreiber aber auch unterschiedlich große Freiheiten zur antizipierenden Allokations-Anpassung.

Im erstgenannten Beispiel ist der Rahmen besonders eng. Die Anpassungen sind in Relation zu den allokierten Ausspeisemengen klein. Insbesondere im Sommer, wenn die Ausspeisungen zu Letztverbrauchern ihr Minimum erreichen, sind die Anpassungsmengen gering. Andererseits ist dieses Verfahren besonders einfach zu erklären und bedarf keiner weiteren Implementierung oder Datenaufbereitung.

Die beiden anderen Verfahren setzen voraus, dass der Bilanzkreisnetzbetreiber für jeden Bilanzkreis die maximale Höhe der diesem Bilanzkreis zugeordneten Letztverbraucherentnahmen kennt und berücksichtigt. Abgesehen von den möglichen Streitigkeiten, die damit verbunden sein können, bedeutet dies auch einen sehr hohen Abwicklungsaufwand, da diese Daten gegenwärtig nicht vorliegen.¹²⁹

5.5.6.6 Ergebnis der Abwägungen zur Begrenzung der Höhe der Anpassungen

Die überschlägliche Betrachtung der eingesetzten Regelennergie im Marktgebiet H-Gas-Norddeutschland hat gezeigt, dass der Bilanzkreisnetzbetreiber im betrachteten Monat Regelennergie in Höhe von rund 6 % der täglichen Ausspeisemenge eingesetzt hat(vgl. oben 5.5.6.2.) Diese Werte erscheinen aufgrund der Umstellungsproblematik der Bilanzierung auf GABi-Gas zu diesem Zeitpunkt noch überhöht; eine Verringerung durch eine vollumfängliche Umsetzung der neuen Regelungen, durch eine Optimierung der angewendeten Standardlastprofile und durch eine Verbesserung der Prognose gemessener Letztverbraucher lässt sich erwarten.

In der österreichischen Gasregelzone, in der es ein eingeschwungenes Bilanzierungssystem gibt, traten Werte zwischen 3 % im Winter und 5 % im Sommer auf (vgl. oben 5.5.6.3.)

¹²⁹ Es war eine Schwäche des vor GABi-Gas geltenden Bilanzierungsmodells, dass es auf die „Vorhalteleistung“ referenzierte, die etwas Ähnliches darstellt, wie die theoretisch maximale Entnahme des einzelnen Letztverbrauchers. Diese Daten waren in der Regel nicht verfügbar und in den Fällen, in denen sie verfügbar waren, waren sie nicht zuverlässig. Vgl. dazu die komplizierten Regelungen in der Kooperationsvereinbarung, die vor der Einführung von GABi-Gas galt: § 24 Anlage 3 der KoV II, 2007, S.56 ff.

Im Vergleich dazu zeigte sich, dass die Standardlastprofile regelmäßig tägliche Schwankungen von 2 % der Auslegungsmenge aufweisen und Werte bis zu über 10 % vorkommen (vgl. oben 5.5.6.4.) Ähnlich hohe Schwankungen lassen sich im Mittel für gemessene Kunden erwarten.

Für die Bemessung der erforderlichen und möglichen Anpassungshöhe im Rahmen der Anwendung antizipierender Allokations-Anpassungen lassen sich aus den Betrachtungen der Abschnitte 5.5.6.1 bis 5.5.6.5 die folgenden Schlussfolgerungen ziehen:

- Die eingesetzte Regelenergie liegt in der gleichen Größenordnung wie die täglichen Schwankungen der Standardlastprofile und damit in einer Größenordnung, wie sie von Netznutzern regelmäßig zur Erfüllung ihrer Lieferverpflichtungen ermöglicht werden müssen. Wenn der Regelenergiebedarf, der für das Marktgebiet H-Gas-Norddeutschland veröffentlicht wurde, durch bessere Implementierung von GABi-Gas zurückgeht, sind die Regelenergieanforderungen und damit der Anpassungsbedarf regelmäßig kleiner als die täglichen Schwankungen der Entnahmen von Letztverbrauchern.
- Die in den vorstehenden Kapiteln 5.5.6.2 und 5.5.6.3 angestellten Betrachtungen beziehen sich auf die Höhe der insgesamt eingesetzten Regelenergie. Wie oben ausgeführt (vgl. oben 5.4) hat der Einsatz der antizipierenden Allokations-Anpassungen eine andere Charakteristik als der sonstiger externer Regelenergie, da antizipierende Allokations-Anpassungen stets vorsorgend und vorausschauend eingesetzt werden. Zugleich können nicht alle Ereignisse, die den Einsatz von externer Regelenergie erforderlich machen, durch antizipierende Allokations-Anpassungen vermieden werden. Antizipierende Allokations-Anpassungen dürften aus diesem Grund gleichmäßiger und damit zugleich mit geringerer Schwankungshöhe eingesetzt werden.
- In beiden betrachteten Beispielen (H-Gas-Marktgebiet Norddeutschland vgl. oben 5.5.6.2 und österreichische Regelzone vgl. oben 5.5.6.3) traten überwiegend Überspeisungen auf, deren Korrektur eine Verminderung der Einspeisung erforderlich macht. Für die antizipierenden Allokations-Anpassungen würde dies eine Anpassung der Allokationen nach unten bedeuten, was für den Netznutzer im Normalfall leichter zu realisieren sein dürfte als eine Anpassung nach oben.

Insgesamt ergibt sich ein sehr geringer Anpassungsbedarf, so dass von den drei in 5.5.6.5 genannten Ausgestaltungsvarianten ohne Nachteile für die Netzbetreiber und für die Nutzbarkeit des vorgeschlagenen Verfahrens die erstgenannte und damit die strengste Möglichkeit gewählt werden kann.

Auf Basis der vorstehend dargelegten Analyse erscheint es angemessen, den Bilanzkreisnetzbetreibern die Möglichkeit zu geben, am Tag D-2 den Netznutzern eine Anpassung ihrer Allokation in Höhe von höchstens plus und minus 4 % der allokierten Tagesausspeisemenge bei Letztverbrauchern mit Tagesband zu ermöglichen.

5.5.7 Einordnung der antizipierenden Allokations-Anpassungen in die Einsatzreihenfolge von Regelenergie

Bei Einsatz und Beschaffung von Regelenergie, die gemäß den Verfahren der Festlegung GABi-Gas erfolgen, genießt die interne Regelenergie Vorrang: Netztechnische Probleme sind zunächst durch den Einsatz interner Regelenergie zu lösen. Erst, wenn dies nicht möglich ist, sollen die Bilanzkreisnetzbetreiber auf externe Regelenergie zurückgreifen.

Die Anpassungen im Rahmen des Einsatzes von antizipierenden Allokations-Anpassungen stellen eine besondere Form des Einsatzes externer Regelenergie dar, die gemäß der ge-

nannten Vorgabe erst erfolgen dürfte, wenn die Möglichkeiten des Einsatzes interner Regelenenergie erschöpft sind.

5.5.7.1 Einsatz antizipierender Allokations-Anpassungen und interner Regelenenergie

Soweit interne Regelenenergie untertägige oder lokale Schwankungen ausgleicht, verfügt sie über Möglichkeiten, die antizipierende Allokations-Anpassungen in der vorliegend erarbeiteten Ausgestaltung (vgl. insbesondere oben 5.5.3) nicht haben. Insoweit stehen die beiden Formen der Regelenenergie nicht in einem Austauschverhältnis. Allerdings verbessern sich die Einsatzmöglichkeiten der internen Regelenenergie durch die Anwendung antizipierender Allokations-Anpassungen, da diese dazu führen, dass alle Netzbetreiber über einen stets optimal gefüllten Netzpuffer verfügen, sich also in größerem Umfang wechselseitig unterstützen können.

Im Bereich des Ausgleichs von längerfristigen Lastschwankungen (z.B. im Wochenrhythmus) stehen interne Regelenenergie und antizipierende Allokations-Anpassungen in einem Austauschverhältnis (vgl. oben 5.3.1.) Hinsichtlich dieser prinzipiell von beiden Regelenenergieformen erbringbaren Leistung muss über die Reihenfolge des Einsatzes entschieden werden. Dabei muss auf die verschiedenen zeitlichen Bedingungen des Einsatzes geachtet werden:

- Interne Regelenenergie kann mit sehr knappem Vorlauf eingesetzt werden.
- Antizipierende Allokations-Anpassungen müssen spätestens am Vorvortag (D-2) der Lieferung geplant und veranlasst werden.

Die Regelung, dass interne Regelenenergie Vorrang haben soll, würde damit bedeuten, dass die zeitlich spätere Einsatzentscheidung Vorrang gegenüber der zeitlich früheren Einsatzentscheidung beansprucht, was ein Widerspruch ist. Diesem ist nur auszuweichen, wenn bei der zeitlich früheren Einsatzentscheidung die Möglichkeiten des Einsatzes interner Regelenenergie antizipiert werden: Antizipierende Allokations-Anpassungen sollen demnach nur insoweit erfolgen, wie die damit angestrebten Effekte sich voraussichtlich nicht durch interne Regelenenergie erreichen lassen.

Dies steht allerdings in einem Spannungsverhältnis zur Zielvorgabe des Einsatzes von antizipierenden Allokations-Anpassungen. Wenn die Anpassungen in einer Weise erfolgen, dass der Netzpuffer stets optimal gefüllt ist, dann wird neben der sonstigen externen Regelenenergie auch interne Regelenenergie eingespart.

Da in der Gesamtschau der Einsatz interner Regelenenergie immer kostenlos ist und da bei der vorliegenden Ausgestaltung antizipierender Allokations-Anpassungen kurz- und mittelfristige Schwankungen ebenfalls kostenlos sind, weil sich diese Schwankungen bis zur Abrechnung wechselseitig ausgleichen, ist die Vorrangstellung der internen Regelenenergie hier ökonomisch unerheblich.

5.5.7.2 Einsatz antizipierender Allokations-Anpassungen und sonstiger externer Regelenenergie

Sonstige externe Regelenenergie wird gemäß GABi-Gas in zwei Formen erbracht: Zum einen als Gasleihe, also als kurzfristige Bereitstellung von Regelenenergie, die mit einer anschließenden ebenso kurzfristigen Rückgabe verbunden ist, und zum anderen als dauerhafter Kauf oder Verkauf von Gasmengen. Externe Regelenenergie kann damit kurzfristig und langfristig sein. Sie kann zudem eine lokale Komponente enthalten (vgl. oben 4.2.)

Wie bei der internen Regelenergie gilt auch für das Verhältnis der antizipierenden Allokations-Anpassungen zur externen Regelenergie, dass hinsichtlich kurzfristigem und lokalisierbarem Einsatz externer Regelenergie kein direktes Austauschverhältnis zwischen antizipierenden Allokations-Anpassungen und externer Regelenergie besteht.

Nur hinsichtlich langfristiger und dauerhafter externer Regelenergie besteht ein solches direktes Austauschverhältnis. Allerdings ist der gezielte und geschickte Einsatz antizipierender Allokations-Anpassungen geeignet, den Bedarf auch an kurzfristiger externer Regelenergie abzusenden, weil mehr Schwankungen aus dem Netzpuffer abgefangen werden können.

Da sich zudem durch den Abrechnungsmodus antizipierender Allokations-Anpassungen ergibt, dass diese gegenüber der externen Regelenergie Kostenvorteile haben, sind sie gegenüber der sonstigen externen Regelenergie vorzuziehen.

5.5.7.3 Ergebnis der Abwägung zur Einsatzreihenfolge der antizipierenden Allokations-Anpassungen und der sonstigen Regelenergie

Interne Regelenergie und antizipierende Allokations-Anpassungen können ergänzend zu GABi-Gas als gleichrangige Instrumente zur technischen Optimierung der Netzsteuerung angesehen werden. Sie sind mit ihren spezifischen Möglichkeiten und Grenzen jeweils optimal einzusetzen.

Für die Einsatzreihenfolge ergibt sich dadurch, ebenfalls ergänzend zu GABi-Gas, dass die Möglichkeiten antizipierender Allokations-Anpassungen auszuschöpfen sind, bevor sonstige externe Regelenergie eingesetzt wird.

5.5.8 Ergebnisse der Abwägungen zur Ausgestaltung antizipierender Allokations-Anpassungen

Aus den Überlegungen und Analysen der vorstehenden Kapitel ergeben sich die grundlegenden Ausgestaltungsmerkmale antizipierender Allokations-Anpassungen:

- Durch Anwendung antizipierender Allokations-Anpassungen auf Basis einer generellen Meldung des Bilanzkreisnetzbetreibers am Tag D-2 kann eine Bereitstellung dauerhafter externer Regelenergie erfolgen (vgl. 5.5.1.)
- Die täglich durch antizipierende Allokations-Anpassungen gelieferten Mengen werden auf Basis einer tagesgenauen Abrechnung der Anpassungsmengen mit einer monatlich zusammengefassten Abwicklung ohne Spreizung abgerechnet (vgl. 5.5.2.)
- Es erfolgt keine Integration einer lokalen Komponente in das Verfahren der antizipierenden Allokations-Anpassungen (vgl. 5.5.3.)
- Die antizipierenden Allokations-Anpassungen werden durch alle Transportkunden erbracht, die Letztverbraucher mit Tagesband, also Standardlastprofilkunden und RLMmT-Kunden, versorgen (vgl. 5.5.4.)
- Für alle Netznutzer ist die Teilnahme am System der antizipierenden Allokations-Anpassungen verpflichtend (vgl. oben 5.5.5.)
- Die Höhe der antizipierenden Allokations-Anpassungen durch Beschränkung des Prozentsatzes, der vom Bilanzkreisnetzbetreiber höchstens genannt werden kann, auf ± 4 % begrenzt (vgl. oben 5.5.6.6.)
- Der Einsatz antizipierender Allokations-Anpassungen und interner Regelenergie ist gleichrangig (vgl. oben 5.5.7.)

5.6 Verfahren der Anwendung antizipierender Allokations-Anpassungen

Die Anwendung antizipierender Allokations-Anpassungen muss sich nahtlos in die Abwicklungsverfahren von GABi-Gas einfügen und darf nicht zu einem erheblichen Mehraufwand führen. Anderenfalls wäre das Verfahren wenig praxistauglich. Das bedeutet insbesondere, dass alle GABi-Gas-Prozesse ohne Änderung weiter funktionieren müssen. Die Anwendung von antizipierenden Allokations-Anpassungen muss als neuer zusätzlicher Prozess abgewickelt werden können.

- Die Verfahren der Allokation von Letztverbrauchern müssen unverändert bleiben. Sowohl die Anreize zur Optimierung der Standardlastprofile durch die Ausspeisenetzbetreiber als auch die Anreize zur Verbesserung der Prognose von Netznutzern für ihre gemessenen Kunden müssen unangetastet bleiben.
- Die Datenkette nach GABi-Gas darf keinen Änderungen unterworfen werden.
- Die Verfahren der Mehr- und Mindermengenabrechnung müssen unverändert bleiben.
- Für die Lieferantenwechselprozesse dürfen sich keine Änderungsnotwendigkeiten ergeben.

Zudem sind die Verfahren der Anwendung von antizipierenden Allokations-Anpassungen in die sonstige Abwicklung der Bilanzierung einzugliedern.

- Die Anwendung von antizipierenden Allokations-Anpassungen muss, wie Beschaffung und Einsatz von externer und interner Regelenergie insgesamt, in der Zuständigkeit des Bilanzkreisnetzbetreibers liegen.
- Kosten und Erlöse des Einsatzes von antizipierenden Allokations-Anpassungen müssen, wie die Kosten und Erlöse des Einsatzes von Regelenergie insgesamt, über das Umlagekonto abgerechnet werden, das vom Bilanzkreisverantwortlichen geführt wird (vgl. oben 3.5.)

In den folgenden Abschnitten werden die Anwendungsverfahren für antizipierende Allokations-Anpassung in einer Weise konkretisiert, die diesen Randbedingungen genügt.

5.6.1 Mitteilung von Allokations-Anpassungen durch den Bilanzkreisnetzbetreiber

Die Mitteilung eines Anpassungsprozentsatzes bedarf der Vorbereitung durch die Bilanzkreisnetzbetreiber. Diese Vorbereitung lässt sich in mehrere Schritte unterteilen.

5.6.1.1 Erster Schritt: Antizipation der Anpassungsmenge A_{MG}

Grundlage der Veranlassung von Anpassungen der Allokationen ist der technische Bedarf der Netze des Marktgebietes nach dieser Form von externer Regelenergie, wobei dies vom Bilanzkreisnetzbetreiber verantwortlich koordiniert wird. Diese Koordinierung ist allerdings vor allem dann nicht trivial, wenn die Marktgebiete von mehreren großen gleichgelagerten Fernleitungsnetzen gebildet werden, wie dies spätestens seit 1. Oktober 2009 der Fall ist:

- In H-Gas-Marktgebiet Gaspool sind die Ferngasnetze der Wingas Transport und der Gasunie Deutschland als gleichgelagert anzusehen, während das Netz der ebenfalls kooperierenden Ontras eher als nachgelagert anzusehen ist, da es von Wingas Transport und Gasunie Deutschland aufgespeist wird.

- Das H-Gas-Marktgebiet NetConnect Germany umfasst neben dem Netz der EON Gas-transport überwiegend nachgelagerte Netze wie das der Bayernets und der GVS aber auch gleichgelagerte kleinere Netze wie das der GRT und der ENI.
- Im L-Gas-Marktgebiet Aequaremus sind die drei Beteiligten Netze der EWE, der Gasunie Deutschland und der Erdgas Münster als weitgehend gleichgelagert anzusehen.

Für die Koordinierung der Feststellung des Anpassungsbedarfs müssen von den beteiligten Netzbetreibern geeignete Verfahren gefunden und implementiert werden. Diese Verfahren dürften sich aus den Verfahren ableiten lassen, die für den Einsatz interner und externer Regelernergie schon gegenwärtig praktiziert werden.

Die Einsatzentscheidung für antizipierende Allokations-Anpassungen unterscheidet sich allerdings in zwei Punkten grundsätzlich von der bei Anwendung sonstiger Regelernergie erforderlichen Entscheidung:

- Die Meldung des Prozentsatzes zur Anpassung der Allokationen soll nicht erst erfolgen, wenn ein technisches Problem erkennbar wird, sondern bereits vorsorgend und weit vorausschauend und möglichst gleichmäßig mit dem Ziel eines der jeweils erwarteten Situation angemessenen Netzfüllstandes.
- Die Anpassung der Allokationen wird immer mit zwei Tagen Vorlauf veranlasst. Der Bilanzkreisnetzbetreiber muss den entsprechenden Bedarf rechtzeitig vorher planen.

Unter Berücksichtigung dieser Besonderheiten legt der Bilanzkreisnetzbetreiber am Tag D-2 den Anpassungsbedarf für das Marktgebiet am Liefertag D fest, für den nachfolgend das Formelzeichen A_{MG} verwendet werden soll, wobei der Index MG bedeutet, dass es sich um den Anpassungsbedarf des gesamten Marktgebietes handelt. Dieser Bedarf ist zunächst in Energieeinheiten, also in kWh oder in MWh, zu bestimmen, bevor er in Schritt drei in einen Prozentsatz umgerechnet wird.

5.6.1.2 Zweiter Schritt: Ermittlung der prognostizierten Ausspeisemenge M_{MG}

Da die Anpassung nicht in absoluten Energieeinheiten vorgegeben werden kann, sondern nur als ein genereller Prozentsatz, muss als zweiter Schritt die Berechnungsgrundlage für die Umrechnung ermittelt werden. Dafür erstellt der Bilanzkreisnetzbetreiber eine Prognose für die Entnahmemenge M_{MG} der Letztverbraucher des Marktgebietes, deren Allokationen angepasst werden kann, also aller Standardlastprofilkunden und RLMmT-Kunden des Marktgebietes.

Diese Prognose muss nicht sehr genau durchgeführt werden, weil gemäß der oben begründeten engen Begrenzung der möglichen Anpassung auf 4 % der erwarteten Tagesmenge dieser Letztverbraucher (vgl. oben 5.5.6.6) von einem möglichen Prognosefehler ebenfalls nur maximal 4 % wirksam würde.

5.6.1.3 Dritter Schritt: Ermittlung des Anpassungsprozentsatzes P_{MG}

Der Anpassungsprozentsatz der am Tag D auf alle Allokationen von Tagesbandkunden im Marktgebiet angewendet wird, bestimmt sich aus den beiden in Schritt 1 und 2 ermittelten Werten, wobei die oben begründete Grenze der Höhe der Anpassungen von maximal ± 4 % zu berücksichtigen ist:

$$P_{MG} = \frac{A_{MG}}{M_{MG}} \cdot 100\%$$

Die Vorzeichen der Anpassung ergeben sich dabei aus der gewählten Formulierung:

- Bei einer positiven Anpassung der Allokation wird für die Letztverbraucher die Allokation in den Bilanzkreis erhöht. Die Netznutzer werden also so gestellt, als würden die ihnen zugeordneten Letztverbraucher mehr Gas entnehmen. Der Bilanzkreisnetzbetreiber veranlasst den Netznutzer dadurch, seine Einspeisung entsprechend zu erhöhen.
- Bei einer negativen Allokationsanpassung wird der Netznutzer entsprechend so gestellt, als würden seine Letztverbraucher weniger Gas entnehmen. Er wird damit dazu veranlasst, seine Einspeisungen zu vermindern.

Diese Zuordnung der Vorzeichen entspricht der Bedeutung der Vorzeichen im Hinblick auf die Ausgleichsenergie: Gemäß GABi-Gas dient positive Ausgleichsenergie dem Ausgleich von Unterspeisungen und vice versa.¹³⁰

5.6.1.4 Vierter Schritt: Mitteilung des Anpassungsprozentsatzes P_{MG} an die Netznutzer

Der Anpassungsprozentsatz muss rechtzeitig am Tag D-2 in automatisierter Form an die Netznutzer übermittelt werden. Dafür dürfte es erforderlich sein, im Rahmen der sonstigen Kommunikationsverfahren ein zusätzliches Datenformat einzurichten, so dass die Computer der Netznutzer die entsprechende Zahl eindeutig zuordnen und interpretieren können. Nur dann ist eine fehlerfreie Berücksichtigung der Anpassungen durch die Netznutzer möglich.

Dies kann in Anlehnung an die sonstigen Verfahren der Datenübermittlung gemäß GABi-Gas erfolgen, die von den Netzbetreibern entwickelt wurden.¹³¹

5.6.2 Berücksichtigung von Anpassungen der Allokationen durch den Netznutzer

Der Netznutzer wird am Tag D-2 über die Anpassung der Allokationen am Liefertag informiert. Diese Anpassung wird von ihm bei der Planung seiner Lieferung berücksichtigt, indem er seine Planungen für den Liefertag D entsprechend abändert:

- Bei Mitteilung eines positiven Anpassungsprozentsatzes wird vom Bilanzkreisnetzbetreiber die Allokation der Entnahmen erhöht. Der Netznutzer erhöht seine Einspeisungen entsprechend und korrigiert seine Prognose um den Prozentsatz nach oben.
- Bei Mitteilung eines negativen Anpassungsprozentsatzes führt der Netznutzer eine Korrektur seiner Entnahmeprognose und damit auch seiner Einspeisungen nach unten durch.

Die eigentliche Lieferung der externen Regelenergie, auf die die Anpassungsmeldung abzielt, erfolgt durch diese Erhöhung oder Verminderung der Einspeisungen in die Bilanzkreise.

Die Durchführung der Korrekturen der Einspeisungen liegt in der Verantwortung des Netznutzers, die er im Rahmen seiner Verantwortung für die Ausgeglichenheit des Bilanzkreises trägt. Aus diesem Grund ist es nicht verbindlich vorgegeben, dass er die Korrekturen tatsächlich vornimmt.

¹³⁰ Vgl. Festlegung GABi-Gas, Anlage ,2 S. 15.

¹³¹ Vgl. BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden Geschäftsprozesse zur Führung und Abwicklung von Bilanzkreisen bei Gas, 2008, insbesondere S. 15 ff.

5.6.3 Beispiele für die Anwendung von Allokations-Anpassungen

Im Folgenden sollen zwei Beispiele für die Anwendung des Systems der antizipierenden Allokations-Anpassung dargestellt werden. Im ersten Beispiel wird angenommen, dass die Netznutzer ausschließlich Standardlastprofilkunden versorgen. Im zweiten Beispiel wird eine reine RLMmT-Versorgung unterstellt. In realen Portfolien wird es meist zu einer Mischung der beiden Allokationsgruppen kommen.

5.6.3.1 Beispiel der Anpassung eines reinen Standardlastprofil-Portfolios

Bei einem Portfolio, das der Belieferung von Standardlastprofilkunden dient, brauchen die Netznutzer sich nicht auf ihre eigenen Prognosen zu verlassen, sondern sie erhalten, wie oben in 3.2.4 dargestellt, um 13:00 am Tag D-1 die verbindliche Ausspeise-Allokation der Letztverbraucher ihrer Bilanzkreise mitgeteilt. Auf diese Mitteilung wendet der Netznutzer den am Tag zuvor (D-2) mitgeteilten Anpassungsprozentsatz P_{MG} an und stellt seine Einspeisenominierung entsprechend ein.

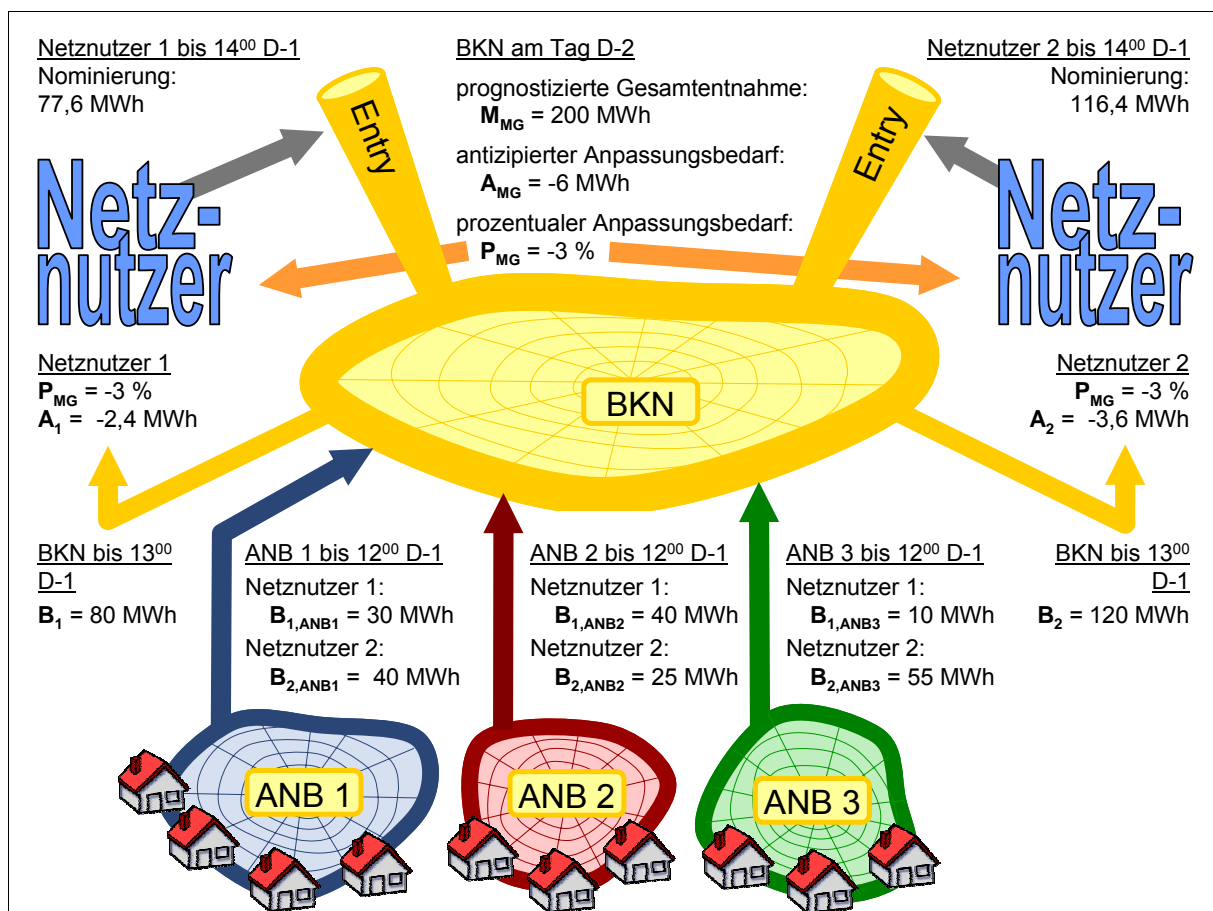


Abbildung 32: Die Abbildung zeigt ein vereinfachtes Zahlenbeispiel für die praktische Anwendung antizipierender Allokations-Anpassungen auf Netznutzer, die ausschließlich Standardlastprofilkunden versorgen. In einem Marktgebiet seien nur zwei Netznutzer aktiv, die die Standardlastprofilkunden beliefern, die in drei Ausschpeisenetzen angeschlossen sind. Weitere Erläuterungen im Text.

Erläuterungen zum Ablauf, der in Abbildung 32 dargestellt ist:

- Der Bilanzkreisnetzbetreiber (BKN) ermittelt am Tag D-2 aus der prognostizierten Ausspeisemenge M_{MG} und seinem antizipierten Anpassungsbedarf A_{MG} den Anpassungs-Prozentsatz P_{MG} und teilt diesen den Netznutzern mit.
- Die Ausschpeisenetzbetreiber (ANB) melden bis 12:00 Uhr am Tag D-1 für jeden Bilanzkreis die Standardlastprofil-Allokationen ($B_{1,ANB1}$ $B_{1,ANB2}$ etc.) an den BKN.

- Der Bilanzkreisnetzbetreiber (BKN) fasst diese Werte für die Bilanzkreise zusammen und meldet bis 13:00 Uhr am Tag D-1 die Standardlastprofil-Allokation B_1 und B_2 an die jeweiligen Netznutzer.
- Die beiden Netznutzer wenden auf diese Allokation den Anpassungs-Prozentsatz P_{MG} an, woraus sich ihre individuelle Anpassungsmenge A_1 und A_2 ergibt.
- Die Netznutzer berücksichtigen die Anpassungsmengen bei ihrer Einspeisenominierung.

5.6.3.2 Beispiel der Anpassung eines reinen RLMmT-Portfolios

Bei einem Portfolio, das der ausschließlichen Belieferung von RLMmT-Kunden dient, müssen die Netznutzer ihre eigenen Prognosen anwenden. Die Informationen über die tatsächliche Entnahme liegen frühestens am Tag D+1 vor.

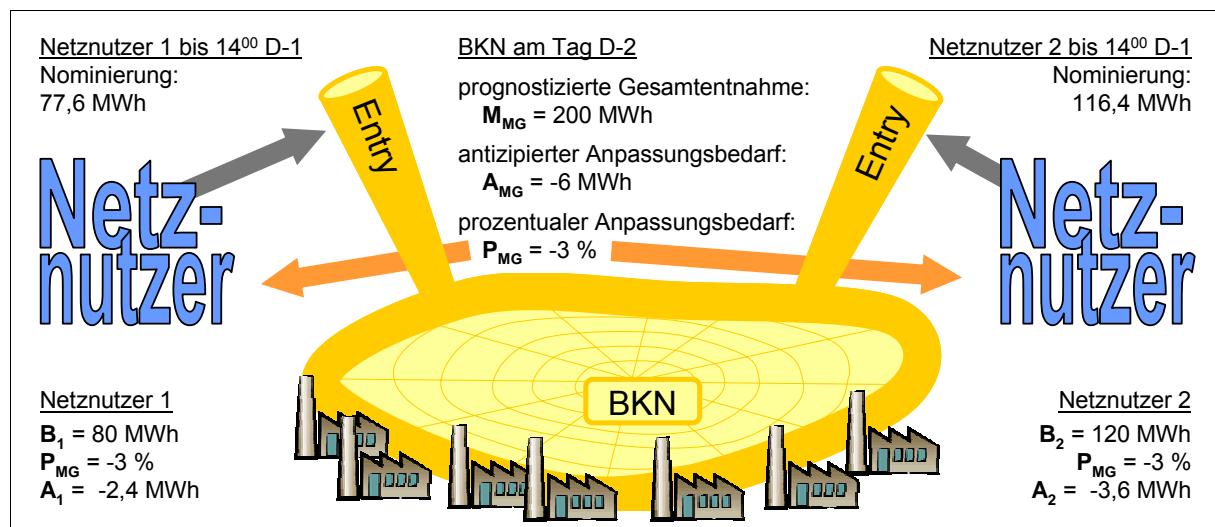


Abbildung 33: Analog zu Abbildung 32 zeigt diese Abbildung ein vereinfachtes Zahlenbeispiel für die praktische Anwendung antizipierender Allokations-Anpassungen auf Netznutzer, die ausschließlich RLMmT-Kunden versorgen. Wieder seien in dem Marktgebiet nur zwei Netznutzer aktiv. Weitere Erläuterungen im Text.

Erklärungen zum Ablauf, der in Abbildung 33 dargestellt ist:

- Der Bilanzkreisnetzbetreiber (BKN) ermittelt am Tag D-2 aus der prognostizierten Ausspeisemenge M_{MG} und seinem antizipierten Anpassungsbedarf A_{MG} den Anpassungs-Prozentsatz P_{MG} und teilt diesen den Netznutzern mit.
- Die beiden Netznutzer prognostizieren die Ausspeisemengen ihrer RLMmT-Kunden (B_1 und B_2) und wenden auf diese Prognosen den Anpassungs-Prozentsatz P_{MG} an, woraus sich ihre individuelle Anpassungsmenge A_1 und A_2 ergibt.
- Die Netznutzer berücksichtigen die Anpassungsmengen bei ihrer Einspeisenominierung.

5.6.4 Bilanzielle Berücksichtigung der Anpassungsmengen

Die Anpassung der Allokationsmengen bedeutet keine Anpassung der bilanziell wirksamen Ausspeisemengen bei den Letztverbrauchern. Die Allokation ändert sich gegenüber den Regeln nach GABi-Gas nicht.

Gemäß GABi-Gas gilt der Grundsatz, dass die Bereitstellung von Regelenergie außerhalb der Bilanzierung verbleibt und stets als geliefert bzw. übernommen gilt.¹³² Dieser Grundsatz

¹³² Vg. Festlegung GABi-Gas, Anlage 2, S. 13.

kann auch auf die individuellen Anpassungsmengen A_i angewendet werden. Dabei ist die Zuordnung zur Haben- oder Sollseite der Bilanz willkürlich; es muss nur sichergestellt sein, dass insgesamt das Vorzeichen der Lieferung zutreffend berücksichtigt wird.

- Bei einer positiven Anpassung, also einer Erhöhung der zu liefernden Menge, gilt das Gas als vom Netznutzer an den Bilanzkreisnetzbetreiber geliefert. Es wird vor der Einstellung der Mengen in die Bilanz auf der Sollseite hinzuaddiert.
- Bei einer negativen Anpassung, also einer Verminderung der vom Netznutzer zu liefernden Menge, gilt das Gas als vom Bilanzkreisnetzbetreiber an den Netznutzer geliefert. Es wird auf der Sollseite der Bilanz des Netznutzers abgezogen.

Nach dieser Korrektur stützt sich die Bilanzierung auf diese Mengen die ohne weitere Änderung der Allokationsverfahren bestimmt werden und die Bilanzierung erfolgt auch ansonsten ohne weitere Änderung gemäß den Regeln nach GABi-Gas. Was dies in den Beispielen der Abbildung 32 und Abbildung 33 bedeutet, in denen vom Netznutzer eine negative Anpassung verlangt wird, zeigt Abbildung 34. Dabei wird für die RLMmT-Kunden unterstellt, dass ihre Abnahmemenge exakt der Prognose entspricht, sodass sich in diesem Beispiel für beide Netznutzer eine ausgeglichene Bilanz ergibt.

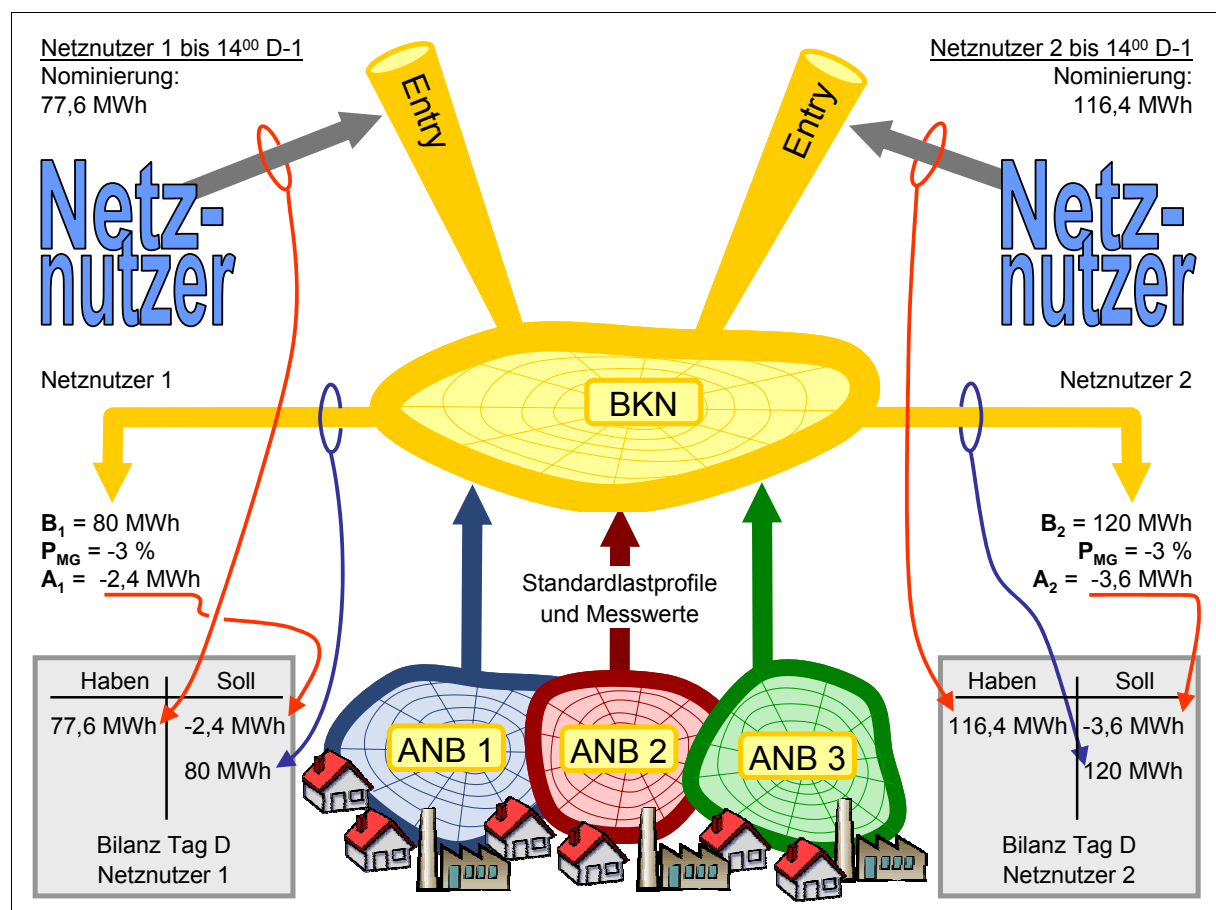


Abbildung 34: Die Abbildung zeigt auf der Basis des Zahlenbeispiels aus Abbildung 32 und Abbildung 33 die bilanzielle Berücksichtigung der Anpassungen. Da die Anpassungen, wie die sonstige Regelenergie gemäß GABi-Gas, außerhalb der Bilanzierung bleiben, erfolgt die eigentliche Bilanzierung mit den unverändert allokierten Mengen. Dafür wird die Anpassung auf der Sollseite der Bilanz entsprechend berücksichtigt. In der Abbildung ist eine negative Anpassung dargestellt. Dabei übernimmt der Bilanzkreisnetzbetreiber einen Teil der Lieferung, was auf der Sollseite als Abzug zu berücksichtigen ist. Nicht dargestellt ist der umgekehrte Fall einer positiven Anpassung, die als positiver Betrag auf der Sollseite zu berücksichtigen wäre.

Wenn die Prognosen des Netznutzers nicht zur gemessenen Abnahme passen, treten am Tagesende Differenzen auf, die gemäß den Regeln nach GABi-Gas abgerechnet und aus-

geglichen werden. Die Anpassungsmenge A_i wird auf Basis der allokierten Werte und damit auf Basis der gemessenen Werte und nicht auf Basis der Prognosen des Netznutzers berechnet.

Abbildung 35 zeigt Fälle solcher Abweichungen zwischen Prognose und Allokation und die bilanzielle Behandlung dieser Fälle:

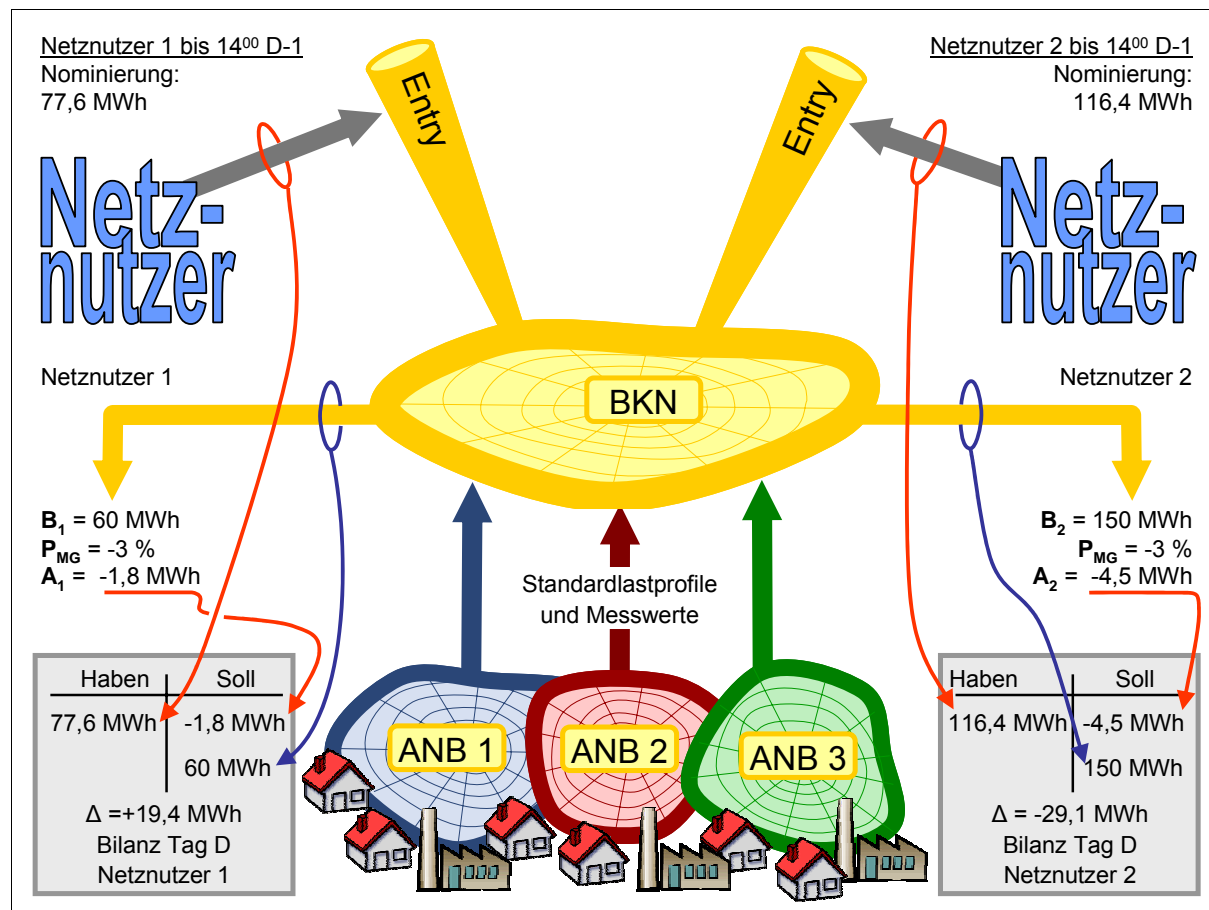


Abbildung 35: Bei ansonsten gleichen Bedingungen wie im Beispiel der vorstehenden Abbildung 34 zeigt diese Abbildung Beispiele, in denen die Prognose des Netznutzers über den Verbrauch der RLMmT-Kunden unzutreffend war. Netznutzer 1 hatte mit einer Entnahme von insgesamt 80 MWh (statt der allokierten 60 MWh) gerechnet, Netznutzer 2 hatte 120 MWh (statt der allokierten 150 MWh) prognostiziert. Die Anpassungsmengen A_1 und A_2 werden auf Basis der gemessenen und allokierten Ausspeisungen und nicht auf Basis der Prognosen des Netznutzers berechnet.

5.6.5 Berücksichtigung der Anpassungsmengen im stündlichen Anreizsystem

Für das stündliche Anreizsystem gilt, wie im vorstehenden Kapitel 5.6.4 erläutert wurde, die gegenüber GABi-Gas unveränderte Allokation. Die Allokations-Anpassungen stehen außerhalb der Bilanzierung und damit zugleich auch außerhalb des stündlichen Anreizsystems. Die aufgrund der Anpassungen erhöhten oder verminderten Mengen im Bilanzkreis werden vom Bilanzkreisnetzbetreiber vor der Ermittlung der stündlichen Abweichungen ausgeglichen, so dass die weitere Abrechnung gegenüber dem bisherigen Verfahren nach GABi-Gas unverändert erfolgen kann.

5.6.6 Abrechnung der Anpassungsmengen

Die Vergütung der aufgrund der Anpassung bereitgestellten externen Regelenergie erfolgt für jeden Gastag einzeln zum mittleren Ausgleichsenergiepreis des Tages (vgl. oben 5.5.2.6.) Dazu werden die jeweils als vom Netzbetreiber übernommen oder bereitgestellt

angesehenen Mengen mit diesem Preis multipliziert und dem Netznutzer vergütet oder in Rechnung gestellt.

In den Beispielen der Abbildung 34 und Abbildung 35 ergeben sich für einen hypothetischen mittleren Ausgleichsenergiepreis von 20 €/MWh die folgenden Zahlungen:

mittlerer Ausgleichsenergiepreis: 20 €/MWh	Abbildung 34		Abbildung 35	
	Anpassungsmenge	Abrechnung	Anpassungsmenge	Abrechnung
Netznutzer 1	-2,4 MWh	-48 €	-1,8 MWh	-36 €
Netznutzer 2	-3,6 MWh	-72 €	-4,5 MWh	-90 €

Tabelle 5: Abrechnung der Anpassungsmengen, die sich gemäß den Abbildung 34 und Abbildung 35 für die beiden Netznutzer ergeben, wenn ein mittlerer Ausgleichsenergiepreis von 20 €/MWh für diesen Tag angenommen wird. Da in beiden Abbildungen eine negative Anpassung angenommen wurde, kommt es in allen Fällen zu einer Zahlung vom Netznutzer an den Bilanzkreisnetzbetreiber.

Die Zahlungen und Erlöse, die dem Bilanzkreisnetzbetreiber bei der Abrechnung der Anpassungsmengen entstehen, sind Kosten und Erlöse für die Bereitstellung externer Regelenergie und sind aus diesem Grund systematisch dem Umlagekonto zuzuordnen, das gemäß GABi-Gas vom Bilanzkreisnetzbetreiber geführt wird (vgl. oben 3.5.)

5.6.7 Keine Berücksichtigung der Anpassungsmengen beim Netzkonto

Das Netzkonto wird gemäß § 22 KoV III geführt, um die Qualität der vom Ausspeisenetzbetreiber angewendeten Standardlastprofile zu überwachen (vgl. oben 3.2.4.5.) Da die Anpassungen im Rahmen der Anwendung antizipierender Allokations-Anpassungen erst durch den Bilanzkreisnetzbetreiber vorgenommen werden und den Datenaustausch zwischen Ausspeisenetzbetreibern und Bilanzkreisnetzbetreibern nicht berühren, besteht keine Veranlassung und auch keine direkte Möglichkeit, die Anpassungen bei den Netzkonten zu berücksichtigen.

Die Führung und Bewertung der Netzkonten bleibt durch die Anwendung von antizipierenden Allokations-Anpassungen unverändert.

5.7 Transparenz bei der Anwendung antizipierender Allokations-Anpassung

Die Anwendung der antizipierenden Allokations-Anpassung kann nur dann erfolgreich implementiert werden, wenn dabei hinsichtlich aller Fragen die erforderliche Transparenz gewahrt wird. Im Einzelnen ergeben sich die folgenden Transparenzanforderungen:

- Für jeden Gaswirtschaftstag D sind vom Bilanzkreisnetzbetreiber zwei Tage zuvor (D-2) die Anpassungsprozentsätze P_{MG} zu veröffentlichen.
- Da es sich bei den Anpassungsmengen A_{MG} um eine Form der externen Regelenergie handelt, sind die entsprechenden Mengen genauso wie die anderen Formen der Regelenergie gesondert in die entsprechenden Veröffentlichungen zur eingesetzten Regelenergie aufzunehmen.¹³³
- Die Kosten und Erlöse, die dem Bilanzkreisnetzbetreiber für die Anpassungsmengen entstehen, sind im Umlagekonto zu führen, dessen Saldo monatlich zu veröffentlichen ist.¹³⁴

¹³³ Hinsichtlich der Regelenergie sind gemäß GABi-Gas bislang neben der internen Regelenergie die kurzfristige und die dauerhafte externe Regelenergie zu veröffentlichen, wobei jeweils anzugeben ist, ob es sich um globale oder lokale Regelenergie handelt, vgl. Festlegung GABi-Gas, Anlage 2, S. 14.

¹³⁴ Vgl. Festlegung GABi-Gas, Anlage 2, S. 16.

5.8 Folgen der Anwendung antizipierender Allokations-Anpassungen

Die Anwendung von antizipierenden Allokations-Anpassungen hat zwei Arten von Folgen:

- Zum einen sind die Prozessschritte der Abwicklung von den jeweils betroffenen Marktbeteiligten umzusetzen und einzuhalten.
- Zum anderen ergeben sich ökonomische Konsequenzen: Die Anwendung antizipierender Allokations-Anpassungen verschiebt die Möglichkeiten und die Erträge und Kosten der Netzbetreiber und der Netznutzer. Die ökonomischen Effekte sind allerdings insgesamt als gering einzustufen, weil bereits gegenwärtig die Regelergieiekosten im Vergleich zu den sonstigen Kosten und Erlösen der Gasversorgung und des Netzbetriebs gering sind. Die weitere Optimierung der Abwicklung von GABi-Gas bei Netzbetreibern und Netznutzern wird diese Kosten weiter senken.

5.8.1 Folgen der Anwendung antizipierender Allokations-Anpassungen für Bilanzkreisnetzbetreiber

Für die Bilanzkreisnetzbetreiber bedeutet die Anwendung antizipierender Allokations-Anpassungen einen zusätzlichen Abwicklungsschritt. Sie müssen zunächst den für die erwarteten Transportaufgaben und Lastschwankungen passenden Füllstand des Netzes antizipieren, mit dem gegenwärtigen Füllstand vergleichen und die für die Erreichung des besten Zustandes erforderliche Gasmenge ermitteln.

Insbesondere wenn die Funktionen des Bilanzkreisnetzbetreibers und des technischen Netzbetreibers voneinander getrennt sind, stellt dies hohe Anforderungen an den Informationsaustausch. Zu der genannten Funktionstrennung kann es kommen,

- wenn die Steuerung der Gesamtheit mehrerer zusammengefasster Netze einer vorgelagerten Stelle übertragen wird, wie in Österreich dem AGGM oder
- wenn mehrere Fernleitungsnetze in einem Marktgebiet zusammengefasst sind und ein Bilanzkreisnetzbetreiber die Aufgaben der Koordination und des Regelergieeinsatzes innehat, die Netze aber nicht als technische Einheit aufgefasst und gesteuert werden.

Die Erwartungen an den Lastverlauf müssen für das Marktgebiet zusammengefasst werden. Regelmäßig handelt es sich hierbei um Informationen, die nicht allen Beteiligten in gleicher Qualität und gleichem Umfang zur Verfügung stehen. Während die Ausspeisenetzbetreiber die Standardlastprofile erstellen und die Entnahmegewohnheiten ihrer RLMmT-Kunden gut einschätzen können, haben die Bilanzkreisnetzbetreiber eher Kenntnisse über die typischen Bilanzdifferenzen und über die Effekte, die sich im Saldo aus der Anwendung unterschiedlicher Standardlastprofile in den Ausspeisenetzen des Marktgebietes ergeben. Die Fernleitungsnetzbetreiber kennen die technischen Effekte, die sich aus dem Transport großer Gasmengen über große Entfernungen und aus dem Verdichtereinsatz ergeben.

Alle diese Informationen müssen vom Bilanzkreisnetzbetreiber zu einer Antizipation des Regelergiebedarfs verdichtet werden.

Im Rahmen der Bilanzierung tragen die Bilanzkreisnetzbetreiber die Hauptlast der Abwicklung. Sie müssen die Anpassungsprozentsätze an die Netznutzer übermitteln, die Allokations-Anpassungen bei der Bilanzierung berücksichtigen und die Vergütungen berechnen und auszahlen oder in Rechnung stellen.

Bei der Beschaffung der sonstigen externen Regelergie müssen die Bilanzkreisnetzbetreiber die zusätzlichen Möglichkeiten berücksichtigen, die sich im Vergleich zur gegenwärtigen Situation aus dem Einsatz von antizipierenden Allokations-Anpassungen ergeben. Die Be-

schaffung ist zu reduzieren und vor allem auf die Fälle zu konzentrieren, die nicht durch antizipierende Allokations-Anpassungen beherrscht werden können.

Eine besonders wichtige Folge der Anwendung von antizipierenden Allokations-Anpassungen besteht darin, dass die Bilanzkreisnetzbetreiber dadurch in jeder Situation eine Möglichkeit haben, externe Regelenergie abzurufen. Auch wenn die Allokations-Anpassungen nicht wie sonstige externe Regelenergie durch besondere vertragliche Regelungen in erhöhtem Maß verpflichtend sind, stellen sie doch eine Möglichkeit dar, auch in komplizierten gaswirtschaftlichen Situationen Regelenergie zu bekommen.¹³⁵

5.8.2 Folgen der Anwendung antizipierender Allokations-Anpassungen für Fernleitungsnetzbetreiber

Die Fernleitungsnetzbetreiber bekommen zusätzlich zu den bisherigen Möglichkeiten des Regelenergieeinsatzes die Möglichkeit, die Netze technisch optimiert zu steuern. Mit dieser Möglichkeit wandelt sich zugleich die Zielgröße der Netzsteuerung, die nun anders als bisher darin besteht, das Netz immer möglichst stabil „in der Mitte des Netzpuffers“ zu halten.

Diese veränderte Steuerungsstruktur ist auch bei der Berechnung frei zuordenbarer Kapazitäten zu berücksichtigen. Ein Netzbetreiber, der praktisch immer über die vollständigen Möglichkeiten seines Netzpuffers verfügt, und der davon ausgehen darf, dass auch die angrenzenden Fernleitungsnetze über einen optimiert gefüllten Netzpuffer verfügen und dadurch regelmäßig interne Regelenergie bereitstellen können, können mehr frei zuordenbare feste Kapazitäten ausweisen, als sie dies gegenwärtig tun können.

Interne Regelenergie enthält immer eine lokale Komponente, denn die Netzbetreiber stellen sich wechselseitig interne Regelenergie mit einem technischen Bezug auf einen definierten Netzkoppelpunkt zur Verfügung. Wenn die Anwendung von antizipierenden Allokations-Anpassungen eine Verbesserung der Möglichkeit zur Bereitstellung (lokalisierter) interner Regelenergie mit sich bringt, steigt die Ausweisbarkeit fester frei zuordenbarer Kapazitäten weiter.

Die Anwendung antizipierender Allokations-Anpassungen hat andererseits zur Folge, dass die Fernleitungsnetzbetreiber mehr als bisher den Einsatz von interner Regelenergie planen, vorbereiten und abwickeln können und müssen. Da auch bei interner Regelenergie der Einsatz vom Bilanzkreisnetzbetreiber koordiniert wird, stellt dies zugleich veränderte Anforderungen an die Koordination und Kommunikation innerhalb des Marktgebietes.

5.8.3 Folgen der Anwendung antizipierender Allokations-Anpassungen für Ausspeisenetzbetreiber

Die Verteilernetzbetreiber und die Fernleitungsnetzbetreiber in ihrer Rolle als Ausspeisenetzbetreiber sind durch antizipierende Allokations-Anpassungen nicht betroffen.

5.8.4 Folgen der Anwendung antizipierender Allokations-Anpassungen für Netznutzer

Netznutzer müssen bei Anwendung von antizipierenden Allokations-Anpassungen diese Anpassungen bei ihren Nominierungen berücksichtigen. Sie müssen ihre Flexibilität so planen

¹³⁵ Im Sommer 2009 war über mehrere Monate der Spotgaspreis und damit auch der Ausgleichsenergiepreis deutlich niedriger als der Preis für langfristige, ölgebundene Kontrakte. Daraus ergab sich, dass die Netznutzer einen wirtschaftlichen Anreiz hatten, ihre Bilanzkreise zu überspeisen und dass sie vor allem kein Interesse hatten, dem Netzbetreiber Gas abzukufen. Zumindest für einige Marktgebiete war es vorübergehend schwierig, die erforderliche Regelenergie zu beschaffen.

und einsetzen, dass sie zusätzlich zu den von ihnen ohnehin zu berücksichtigenden Lastschwankungen ihrer Letztverbraucher auch die jeweils mitgeteilte Anpassung vornehmen können.

Dies müssen sie zunächst vor allem organisatorisch sicherstellen. Sie müssen dazu den vom Bilanzkreisnetzbetreiber mitgeteilten Anpassungsprozentsatz in ihren Planungsabläufen entsprechend bewerten. Dadurch, dass die Anpassung jeweils zwei Tage vor dem Liefertag bekanntgegeben wird, dürfte die Berücksichtigung des Wertes kein Problem darstellen. Sie kann in den regulären Prognose- und Abwicklungsprozess integriert werden, der ohnehin für die Belieferung erforderlich ist.

5.8.4.1 Beschaffung zusätzlicher Gasmengen

Unabhängig von der organisatorischen Berücksichtigung müssen die Netznutzer die möglicherweise zusätzlich erforderlichen Gasmengen beschaffen, damit sie auch bei einer positiven Anpassung in Starklastzeiten in der Lage sind, die entsprechenden Mengen bereitzustellen. Da gemäß des Vorschlags in 5.5.6.6 die Höhe der Anpassung auf $\pm 4\%$ begrenzt ist, ist auch der denkbare Zusatzbedarf an Gas gering. Je nach Ausgestaltung der jeweiligen Beschaffungsverfahren kann eine zusätzliche Buchung von Einspeisekapazität erforderlich werden.

Um eine Vorstellung davon zu bekommen, in welcher Größenordnung diese Anforderung aus Sicht der Netznutzer liegt, soll sie mit der Wirkung verglichen werden, die sich aus dem Übergang von der stündlichen Bilanzierung zur Tagesbilanzierung ergeben hat. Am Beispiel der Standardlastprofilkunden lässt sich diese Wirkung beziffern:

- Im Bilanzierungssystem, das vor GABi-Gas angewendet wurde, waren stündliche Profile anzuwenden, die den untertägigen Abnahmegewohnheiten z.B. von Haushaltskunden folgten. Nach der Nachtabsenkung tritt die höchste Entnahme auf, die in der gleichzeitigen Erwärmung der ausgekühlten Wohnung und der Bereitstellung von Warmwasser begründet ist.

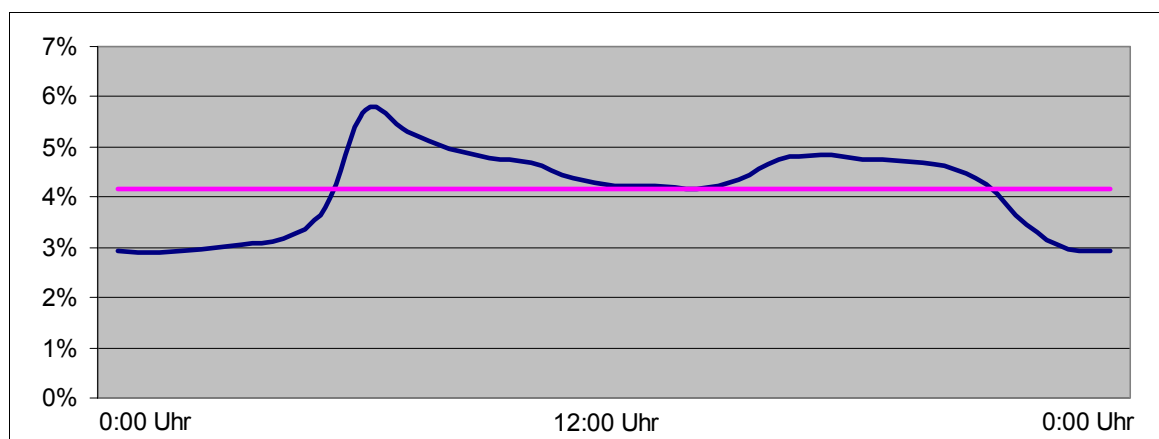


Abbildung 36: Untertägiger Lastverlauf eines Standardlastprofils gemäß dem TU-München-Verfahren. Die Daten stammen aus der Internetveröffentlichung eines großen Stadtwerks, auf dessen Lastverlauf das Profil parametrisiert sind. Dargestellt ist das Profil für einen Temperaturbereich zwischen -15° und -10° C. Es zeigt sich, dass die Kurve zwischen knapp 3 % und fast 6 % schwankt. Der Tagesmittelwert ist als rosafarbene Linie eingetragen. Er liegt bei $1/24 = 4,17\%$. Datenquelle: www.swm-infrastruktur.de/dokumente/swm-infrastruktur/pdf/tabelle1-Standardlastprofil-efh.pdf (zuletzt aufgerufen 5.11.2009.)

- In der Stundenbilanzierung musste der Netznutzer die Leistung für die Stunde der höchsten Entnahmespitze vorhalten. Diese Entnahmespitze liegt im dargestellten Profil bei 5,8 % der Tagesmenge und damit rund 30 % oberhalb des Tagesmittelwertes von 4,17 % (vgl. Abbildung 36.)

- Im Tagesbilanzierungsregime ergibt sich die höchste vom Netznutzer vorzuhaltende Entnahmeleistung aus dem Tagesmittelwert des kältesten Tages.

Daraus kann gefolgert werden, dass die Leistungsanforderung allein durch den Übergang auf die Tagesbilanzierung um rund 30 % abgenommen hat, z.B. von 2600 auf 2000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr. Allerdings dürften Durchmischungseffekte mehrerer Profile und der Beitrag von Gewerbe- und Industriekunden diesen Effekt abschwächen. Dennoch hat allein die Einführung der Tagesbilanzierung dazu geführt, dass der Leistungsbedarf um einen erheblichen zweistelligen Prozentbereich abgenommen hat. Dies gilt je nach Entnahmestruktur ebenso oder sogar in besonderem Maße für RLMmT-Kunden, bei denen seit GABi-Gas ebenfalls anstelle der stündlichen Werte die Tagesmittelwerte bilanzrelevant sind.

Der kurze Exkurs in die Zeit vor der Einführung von GABi-Gas veranschaulicht, dass eine Anhebung der theoretischen Maximallast um 4 % deutlich unterhalb der Verbesserung liegt, die durch die Tagesbilanzierung erreicht wurde.

5.8.4.2 Diskriminierungspotenziale

Für die Netznutzer ist es von großer Bedeutung, ob es durch die Anwendung von antizipierenden Allokations-Anpassungen zu realistischen zusätzlichen oder verstärkten Diskriminierungen kommen kann.

Ein Diskriminierungspotenzial ergibt sich daraus, dass die Erfüllung der geforderten Anpassungen für einzelnen Netznutzer jeweils unterschiedlich teuer sein kann.

- Beispiel 1: Ein Netznutzer beschaffe sein Gas im Westen, während ein anderer sein Gas im Osten beschafft. Beide haben nicht die volle Flexibilität vorab beschafft und müssen für die Spitzenlast zusätzliches Gas beschaffen. Zusätzlich sei angenommen, der Preis sei sehr volatil. Dann könnte der Bilanzkreisnetzbetreiber auf einen der Netznutzer Rücksicht nehmen, indem er eine Mehreinspeisung zu Zeiten fordert, in denen der von ihm bevorzugte Netznutzer auf „seinem“ Markt voraussichtlich günstiges Gas kaufen kann. Umgekehrt könnte er einem Netznutzer schaden, indem er besonders hohe Zusatzanforderungen erhebt, wenn auf dem Markt des zu benachteiligenden Netznutzers das Gas teuer ist.
- Beispiel 2: Zwei Netznutzer hätten unterschiedlich hohe Flexibilitätsgrenzen vorab beschafft. Dann könnte der Bilanzkreisnetzbetreiber bei der Planung der Anpassungen dafür sorgen, dass die Flexibilitätsgrenze des zu bevorzugenden Netznutzers eingehalten wird, während die des zu benachteiligenden Netznutzers überschritten wird und dieser dann teures Spitzenlastgas beschaffen müsste.
- Beispiel 3: Der zu bevorzugende Netznutzer hat Gas mit einer Ölpreisindizierung gekauft. Wenn dieses Gas relativ zum Marktpreis günstig ist sorgt der Bilanzkreisnetzbetreiber dafür, dass es zu einer möglichst großen dauerhaften positiven Anpassung kommt, weil die entsprechenden Gasmengen mit dem mittleren Spotgaspreis vergütet wird.

Die Beispiele, denen sich weitere ähnliche hinzufügen ließen, weisen auf existierende Diskriminierungspotenziale hin, zeigen aber zugleich, dass diese Potenziale recht weit hergeholt sind und in der Praxis nur wenig Relevanz entfalten dürften. Sie setzen voraus, dass der Bilanzkreisnetzbetreiber über eine Fülle von netznutzerspezifischen Informationen verfügt und diese bei seinen Planungen auch tatsächlich berücksichtigt.

Grundsätzlich ist die Anwendung von antizipierenden Allokations-Anpassungen eher als besonders diskriminierungsarm anzusehen, da es sich um eine gemeinsame Lieferung exter-

ner Regelenergie durch eine große Gruppe der im Marktgebiet aktiven Netznutzer handelt. Die Diskriminierungspotenziale, die sich bei Vorhaltung und Einsatz sonstiger externer Regelenergie bieten, sind als deutlich größer einzuschätzen, da hier z.B. die Möglichkeit besteht, Regelenergie dann anzufordern, wenn der zu bevorzugende Netznutzer an einer günstigen Position in der Merit-Order-Liste steht. Weil der Einsatz von Regelenergie im Gas selten zeitkritisch ist, hat der Bilanzkreisnetzbetreiber fast immer die Möglichkeit, auf diesen Zeitpunkt zu warten.

5.8.5 Folgen der Anwendung antizipierender Allokations-Anpassungen für Anbieter von sonstiger externer Regelenergie

Die Auswirkungen der Anwendung antizipierender Allokations-Anpassungen auf die Märkte für externe Regelenergie dürften gravierend sein. Schon gegenwärtig sind diese Märkte nur sehr klein, weil durch die Einführung von GABi-Gas viele ineffiziente Regelenergie-Einsätze aufgehoben wurden.

Wie oben dargelegt bewirkt die Anwendung antizipierender Allokations-Anpassungen eine weitere erhebliche Verminderung des Bedarfs an sonstiger externer Regelenergie, die vor allem wesentlich seltener benötigt wird (vgl. oben 5.3.)

Andererseits werden die sonstigen Regelenergieprodukte auch prekärer: Sie werden seltener aber dann unverändert dringend benötigt. Der Bedarf an externer Regelenergie spitzt sich auf kritische Tage zu, die möglicherweise mit auch ansonsten kritischen Situationen im Gasbereich zusammentreffen, so dass es an diesen Tagen besonders schwierig sein könnte, Gas für Regelenergie bereitzustellen.

Die Folgen müssen für die kurzfristige und die dauerhafte externe Regelenergie differenziert werden:

5.8.5.1 Folgen für Anbieter kurzfristiger externe Regelenergie

Die antizipierenden Allokations-Anpassungen stehen nicht in einem direkten Austauschverhältnis zur kurzfristigen externen Regelenergie, wie oben dargelegt wurde. Der Bedarf an kurzfristiger externer Regelenergie vermindert sich aber indirekt, weil die Netze in einem optimierten Füllstand gehalten werden können. Ein größerer Teil der Schwankungen kann allein aus dem Netzpuffer des eigenen Netzes und der angrenzenden Netze aufgefangen werden, so dass der Einsatz kurzfristiger externer Regelenergie häufiger entbehrlich wird (vgl. oben 5.3.1.)

Diese Änderung bedeutet für Anbieter kurzfristiger externer Regelenergie eine Verringerung der Marktchancen. Betroffen sind vor allem die Inhaber von Röhren-, Kugel- und Kavernenspeichern, deren technische Gegebenheiten eine schnelle Änderung der Ein- und Ausspeicherrate ermöglichen.

Vor der Einführung der neuen Bilanzierungsregeln durch GABi-Gas war es für die Besitzer kleiner Speicher in vielen Fällen wirtschaftlich sinnvoll, den Speicher nicht als Teil des Netzes aufzufassen, sondern als Instrument zur Optimierung des Gasbezugs. Diese Möglichkeit besteht unter GABi-Gas zwar im Prinzip weiter, nur spielen die untertägigen Schwankungen für die meisten Netznutzer keine Rolle mehr. Daraus ergibt sich, dass die kleinen Speicher vielfach eine neue Aufgabe benötigen. Im Wesentlichen gibt es dafür vier Optionen:

- Kleine Speicher können dem Bilanzkreisnetzbetreiber einzeln oder gemeinsam externe Regelenergie anbieten. Insbesondere das Angebot lokaler externer Regelenergie kann aus Speichern dargestellt werden.

- Kleine Speicher können die untertägige Flexibilität für Industriekunden darbieten, die nicht die Regelung RLMMT anwenden und als RLMoT-Kunden behandelt werden oder eine Online-Absteuerung eingerichtet haben.
- Die Speicher können einzeln oder gemeinsam den Transportkunden reguläre Speicherdienstleistungen z.B. zur Darstellung der Änderungen der Tagesmenge von Standardlastprofilkunden anbieten.¹³⁶
- Kleine Speicher können vom Vertrieb zum Netzbetreiber wechseln und im Netz zur Verringerung der internen Bestellung beitragen, was in vorgelagerten Netzen zu einer Verringerung der internen Bestellung führt, was wiederum geeignet sein kann, die Ausweisbarkeit freier Kapazitäten im Fernleitungsnetz zu erhöhen, da für die Aufspeisung der nachgelagerten Netze weniger Kapazität vorgehalten werden muss. Dies gilt aber nicht generell, sondern ist von der Situation im Einzelfall abhängig. Bei der Anerkennung der Kosten für den ins Netz integrierten Speicher hätte die Bundesnetzagentur zu prüfen, ob das zusätzliche Puffervolumen an der beantragten Stelle tatsächlich gesamthaft positive Effekte hat. Bei einem Kugelspeicher in einen Ausspeisenetz, das direkt an eine große Gasleitung mit hohem Druck angeschlossen ist, dürfte dies regelmäßig zu verneinen sein, weil das zusätzliche Volumen im Vergleich zum Netzpuffer des vorgelagerten Netzes vernachlässigbar klein ist.

Durch die Anwendung antizipierender Allokations-Anpassungen wird der Markt für die erstgenannte Option der Verwendung als Quelle für externe Regelenergie wesentlich kleiner. Dies könnte für kleinere Anbieter ein Problem darstellen, insbesondere, wenn diesen wenige andere Optionen zur Verfügung stehen.¹³⁷

5.8.5.2 Folgen für Anbieter lokaler externe Regelenergie

Die antizipierenden Allokations-Anpassungen stehen in keinem direkten Austauschverhältnis zum Angebot lokaler externer Regelenergie. Die Möglichkeit, lokale externe Regelenergie in Form von interner Regelenergie aus angrenzenden Marktgebieten bereitzustellen, verbessert sich allerdings durch die Anwendung antizipierender Allokations-Anpassungen, da diese eine stets optimierte Füllung des Netzes erlauben, was eine generelle Verbesserung der Verfügbarkeit interner Regelenergie verursacht (vgl. oben 5.5.3.) Dadurch dürfte sich der Bedarf an lokaler externer Regelenergie vermindern.

Für die innerhalb des Marktgebietes erforderliche lokale externe Regelenergie ergeben sich kaum Änderungen. Zwar kann auch hier im Einzelfall ein ideal gefüllter Netzpuffer zur Vermeidung von problematischen Situationen führen, aber in vielen Fällen ändert sich der Bedarf dieser Form von lokaler externer Regelenergie durch die Anwendung antizipierender Allokations-Anpassungen nicht.

5.8.5.3 Folgen für Anbieter dauerhafter externe Regelenergie

Die antizipierenden Allokations-Anpassungen stehen in einem unmittelbaren Austauschverhältnis zum Angebot dauerhafter externer Regelenergie. Der Markt für diese Regelenergie dürfte durch die Anwendung antizipierender Allokations-Anpassungen völlig oder weitgehend

¹³⁶ Mit solchen Funktionen werden auch nach der Einführung von GABi-Gas neue kleine Speichereinrichtungen errichtet, vgl. Kühn 2009.

¹³⁷ Schon bei Einführung von GABi-Gas wurde u.a. von Stadtwerken darauf hingewiesen, dass es zu einer „Entwertung“ kleiner dezentraler Speicher komme. So z.B. Papanikolaou/Wittinghofer 2009, S. 26 f. Mitunter wurde vor diesem Hintergrund gefordert, an der stündlichen Bilanzierung festzuhalten. So z.B. Niehörster/Michels/Nailis 2008, S. 47.

aufgehoben sein. Dauerhafte externe Regelenergie dürfte praktisch ausschließlich durch die Anpassung der Allokationen bereitgestellt werden.

Eine Ausnahme ist denkbar, wenn in extremen Wetterlagen die Grenzen der zugelassenen Anpassungen gemäß Kapitel 5.5.6 greifen. Diese Fälle sind aber zum Einen selten und können zum Zweiten durch den kumulierten Einsatz kurzfristiger externer Regelenergie überbrückt werden. Dann ergibt sich kein Erfordernis, neben den antizipierenden Allokations-Anpassungen zusätzlich dauerhafte externe Regelenergie vorzuhalten und einzusetzen.

Für die bisherigen Anbieter von dauerhafter externer Regelenergie bedeutet dies eine grundlegende Änderung. Insbesondere die bislang im Gasmarkt übliche Vorhaltung von dauerhafter externer Regelenergie, die in einer vom Bilanzkreisnetzbetreiber vergüteten Zusage von Netznutzern besteht, auf Abruf des Bilanzkreisnetzbetreibers zusätzliche Mengen einzuspeisen oder die Menge im Netz zu reduzieren, dürfte vollständig wegfallen.

Die Vorhaltung von dauerhafter externer Regelenergie dürfte allerdings auch ohne die Anwendung von antizipierenden Allokations-Anpassungen in absehbarer Zeit deutlich zurückgehen, weil dauerhafte externe Regelenergie von den Bilanzkreisnetzbetreibern am ehesten auf dem „regulären“ Gasmarkt oder an der Börse gekauft wird oder zumindest werden kann.

Netznutzer, die bisher dauerhafte Regelenergie anbieten, können in vielen Fällen sehr ähnliche Angebote auf den sonstigen Gashandelsmarkt unterbreiten. Da die Netznutzer selbst zur Erfüllung der Anpassungen Mengen beschaffen oder zumindest ihre Beschaffung anpassen müssen, steigt die Zahl der Nachfrager nach solchen Produkten an.

5.8.6 Wirkung auf die Gashandelsmärkte

5.8.6.1 Folgen des Wegfalls dauerhafter externer Regelenergie für die Gasnachfrage

Im Blick auf den Gasmarkt bedeutet der weitgehende oder vollständige Wegfall der Beschaffung dauerhafter externer Regelenergie zunächst den Wegfall von Gasnachfrage. Insbesondere in der Anfangszeit der Gasmärkte, in denen diese noch keine oder kaum Liquidität aufweisen, kann der Wegfall der Nachfrage der Netzbetreiber nach Regelenergie problematisch erscheinen.¹³⁸

Andererseits ist der Handel mit Gas im Umfeld liberalisierter Gasmärkte gerade nicht das Geschäftsfeld von Netzbetreibern. Die Argumentation, der Netzbetreiber könne und solle durch seine Regelenergiebeschaffung zu einer Steigerung der Liquidität im Handelsmarkt beitragen,¹³⁹ ist vor diesem Hintergrund nicht stichhaltig.

Die Veränderung der Beschaffungsweise von externer Regelenergie hat auf Handelsmärkte, die nicht ausgesprochen illiquide sind, einen sehr kleinen Effekt, weil die Regelenergiemengen insgesamt im Vergleich zu den sonstigen Handelsmengen nur sehr gering sind.¹⁴⁰

¹³⁸ Der Bilanzkreisnetzbetreiber NetConnect Germany hat zum 1. Oktober 2009 begonnen, externe Regelenergie an der Börse EEX zu beschaffen, vgl. die Pressemitteilung der EEX „EEX begrüßt den Netzbetreiber NetConnect Germany als neuen Teilnehmer am Erdgasmarkt“ vom 06.10.2009 (www.eex.com/de/Presse/Pressemitteilung%20Details/press/67984, zuletzt aufgerufen 4.11.2009.) Der Marktanteil der Börse ist gegenwärtig im Gasbereich noch äußerst gering, sodass die Beschaffung von externer Regelenergie über die Börse dort ggf. sogar zu einer Verdopplung der Aktivitäten führen kann. Ein Wegfall dieser Art der Nachfrage würde deutliche Wirkung haben.

¹³⁹ So z.B. in Hewicker/Kesting 2007, S. 99.

¹⁴⁰ Dieser Gesichtspunkt wird in vielen Diskussionen zum Bilanzierungsmodell übersehen. So wird z.B. ein Vorschlag zum Umbau des gesamten Bilanzierungsmodells damit begründet, dass unter GABi-Gas die Beschaffung von externer Regelenergie nicht angemessen ausgestaltet sei, vgl. Bandulet/Fuchs 2009 S. 228 ff.

Der Wegfall der Beschaffung dauerhafter externer Regelenergie hat aber auch positive Effekte für das Angebot von Gasmengen an den virtuellen Handelspunkten, weil bislang in der Regelenergie-Vorhaltung gebundene Gasmengen auf den Handelsmarkt kommen können.

Ein indirekter positiver Effekt ergibt sich aus der Tatsache, dass die Anwendung antizipierender Allokations-Anpassungen zu einem insgesamt steigenden Einsatz von dauerhafter externer Regelenergie führt, was sich daraus ergibt, dass sie vorausschauend und zur Gewährleistung situativ angemessener Netzpufferfüllstände eingesetzt wird (vgl. oben 5.2.) Dieses Mehr an externer Regelenergie wird zwar nicht mehr direkt vom Bilanzkreisnetzbetreiber beschafft, sondern indirekt auf dem Umweg über die Anpassungsmeldung von den Netznutzern, die Nachfrage nach diesen zusätzlichen Regelenergiemengen erreicht dennoch die Gasmärkte, die dadurch eine Belebung erfahren dürften, die den Wegfall der direkten Nachfrage überkompensiert.

5.8.6.2 Folgen der synchronen Anpassung für den Gashandel

Der Gasmarkt hat gegenüber anderen Märkten das strukturelle Problem, dass die Nachfrage nach Gas zwar starken Schwankungen unterliegt, dass diese aber für alle Händler zu einem erheblichen Teil parallel verlaufen. An kalten Tagen ist die Gasnachfrage deutlich höher als an warmen Tagen. An kalten Tagen müssen praktisch alle Händler einen Spitzenbedarf abdecken. Noch stärker ist der Effekt, wenn sich unerwartete Temperaturen einstellen, wenn es also im Dezember überdurchschnittlich warm oder im April unterdurchschnittlich kalt ist. Dann müssen alle Netznutzer gleichsinnig ihre langfristigen Beschaffungen korrigieren.

Daraus ergeben sich Verzerrungen der Marktsituation, die sich weniger oder gar nicht einstellen, wenn die Händler in der Lage wären, einander zeitlich aus dem Weg zu gehen und zum Beispiel an Tagen mit besonders hohen Preisen weniger Gas nachzufragen.

Die Gasspeicher, die in Deutschland immerhin rund 20 % des deutschen Jahresbedarfs fassen,¹⁴¹ bewirken für die Netznutzer mit Speicherzugang eine Möglichkeit, ihren Konkurrenten zeitlich aus dem Weg zu gehen oder den Spitzenbedarf der anderen Netznutzer durch entsprechende Angebote zu decken. Insofern stellen die Speicher ein wichtiges Instrument der Entzerrung der genannten Problematik dar.

In der aktuellen Situation des Marktes spielen diese Verzerrungen noch eine untergeordnete Rolle, weil die Belieferung witterungsgeführter Letztverbraucher regelmäßig noch nicht über einen Ein- und Verkauf auf dem Handelsmarkt realisiert wird. Stattdessen schließen die meisten Gasversorger immer noch wechselseitig Verträge ab, die die erforderlichen Flexibilität enthalten. Die Netznutzer, die die Belieferung von Letztverbrauchern mit schwankender Entnahme darstellen müssen, reichen auf diesem Wege die Schwankungen an ihren Vorlieferanten weiter. Letztlich werden dadurch die Schwankungen weitgehend saldiert und zuletzt von den großen Importgesellschaften durch Nutzung der ebenfalls flexiblen Importverträge oder durch Einsatz der großen Untertagespeicher aufgefangen.

Auch wenn in der aktuellen Situation des Marktes die Flexibilität weitgehend unproblematisch außerhalb des kurzfristigen Marktes abgesichert sind, kann die Anwendung der antizipierenden Allokations-Anpassungen die Homogenität der Nachfrage erhöhen und damit zu einem Anwachsen der aus der Gleichzeitigkeit der Nachfrage resultierenden Probleme führen:

- Wenn ohnehin eine starke Nachfrage durch eine positive Anpassungs-Vorgabe weiter gesteigert wird, können die Anbieter von entsprechenden Gas-Produkten höhere Preise durchsetzen.

¹⁴¹ Vgl. Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2008, S. 168.

- Wenn in einer Marktsituation eine hohe Preisvolatilität gegeben ist, kann das Marktsignal, das von der Ankündigung der Anpassung am Tag D-2 ausgeht, eine starke Wirkung entfalten. Dies gilt insbesondere in Märkten mit einer geringen Liquidität, die regelmäßig elastisch auf Nachfrageänderungen reagieren.
- Wenn Importverträge an ihrer Take-Or-Pay-Grenze gefahren werden, kann eine negative Anpassung dazu führen, dass diese Grenze unterschritten wird, was ein überproportionales Preissignal auslösen kann, weil dann plötzlich quasi kostenlose Mengen auf den Markt gelangen können.
- Wenn in angrenzenden Marktgebieten unterschiedliche Anpassungsmengen vorgegeben werden, dann verändert sich die Nachfrage auf diesen Märkten entsprechend. Dies kann Arbitragegeschäfte auslösen, die diesen Unterschied wieder nivellieren. Diese Geschäfte können einen Teil der von der Vorgabe einer Anpassung intendierten Effekte wieder aufheben. Es kann aber auch zu Kapazitätsengpässen zwischen den Märkten kommen, die diese Arbitrage begrenzen oder verhindern.

Insgesamt ist derzeit davon auszugehen, dass angesichts der noch schwach entwickelten Wettbewerbsfähigkeit des Gaskmarktes solche Effekte nur schwach sind und von wesentlich stärker wirkenden verzerrenden Effekten überdeckt werden. Zum Beispiel haben die vorstehend genannten Take-Or-Pay-Verträge auch unabhängig von möglichen antizipierenden Allokations-Anpassungen problematische Verzerrungseffekte, wenn sie an oder unterhalb der Mindestabnahmegrenze betrieben werden müssen.

Je stärker sich wettbewerbliche Strukturen durchsetzen, desto eher bieten die Handelsmärkte den Netznutzern die Möglichkeit, erforderliche Mengen zur Vermeidung von Differenzen kurzfristig zu beschaffen. Bei einem voll entwickelten Markt spielen die geringen und begrenzten Mengen der antizipierenden Allokations-Anpassung keine spürbare Rolle. Zu einem temporären Anwachsen von Verzerrungen kann es vor allem in der Übergangsphase kommen, in der das Anpassungsvolumen und die am Handelsmarkt kurzfristig beschafften und beschaffbaren Mengen in der gleichen Größenordnung liegen.

5.8.6.3 Bewertung der Marktorientierung der Beschaffung externe Regelenergie

Gemäß den Vorgaben von § 22 Abs. 1 EnWG und Artikel 8 Absatz 4 der so genannten Beschleunigungsrichtlinie¹⁴² ist externe Regelenergie mit „marktorientierten Verfahren zu beschaffen.“ Damit soll u.a. vermieden werden, dass die technisch erforderlichen Gasmengen unmittelbar vom mit dem Fernleitungsnetzbetreiber verbundenen Unternehmen bereitgestellt und ggf. zu überhöhten Preisen abgerechnet werden.

Die Vorgabe der marktorientierten Beschaffung kann sehr unmittelbar dadurch erfüllt werden, dass der Bilanzkreisnetzbetreiber bei Auftreten eines technischen Bedarfs die erforderlichen Gasmengen auf dem Gashandelsmarkt nachfragt und beschafft. Dieses Modell wird z.B. im britischen Gaskmarkt praktiziert.¹⁴³ Allerdings ist dieses Verfahren nur für den globalen Regelenergiebedarf anwendbar. Lokale Regelenergiebedarfe müssen in jedem Fall auf separierten Märkten beschafft werden. Dieses System kommt zudem dann an seine Grenzen, wenn der Gashandelsmarkt keine hinreichende Liquidität hat, so dass nicht zu jedem Zeitpunkt sichergestellt ist, dass der Netzbetreiber über die technisch erforderliche Regelenergie verfügen kann.

¹⁴² Richtlinie 2003/55/EG

¹⁴³ Vgl. Hewicker/Kesting 2007, S. 66 ff.

Aus diesen Gründen erfolgt die Beschaffung von dauerhafter externer Regelenergie in Deutschland gegenwärtig häufig durch langfristige bilaterale Verträge zwischen Bilanzkreisnetzbetreibern und Netznutzern. Diese Verträge sind ebenfalls nach marktorientierten Verfahren (z.B. Ausschreibungen) zustande gekommen, beinhalten aber keine unmittelbare Reaktion der Beschaffung auf die aktuellen Marktgegebenheiten.

Im Modell der antizipierenden Allokations-Anpassungen erfolgt die Beschaffung kurzfristiger und lokaler externer Regelenergiebedarfe unverändert auf Basis von Verfahren, die direkt zwischen Bilanzkreisnetzbetreiber und Netznutzer abgewickelt werden. Die Beschaffung dauerhafter globaler externer Regelenergie erfolgt allerdings nicht mehr unmittelbar durch den Bilanzkreisnetzbetreiber, sondern indirekt über die die Netznutzer.

Die Vorgabe der marktorientierten Beschaffung ist durch die Anwendung von antizipierenden Allokations-Anpassungen in besonderem Maße erfüllt, da die dabei eingesetzten Gasmen-gen von den Netznutzern gemeinsam mit ihren sonstigen Handelsgeschäften beschafft werden. Damit ist dieser Teil der Regelenergiebeschaffung vollständig in den sonstigen Gasmarkt integriert.

5.9 Missbrauchsmöglichkeiten

Bilanzierungssysteme müssen immer in einer Weise ausgestaltet sein, dass die Netznutzer und die potentiellen Lieferanten von Regelenergie möglichst nicht in der Lage sind, gegen das System zu arbitrieren oder den Regelenergiebedarf künstlich zum eigenen Vorteil zu beeinflussen.

5.9.1 Missbrauchsmöglichkeiten in GABi-Gas

Das Bilanzierungssystem der Festlegung GABi-Gas verursacht bei aktivem Missbrauch auf Seiten des missbrauchenden Netznutzers sehr schnell hohe Kosten für Ausgleichsenergie und Strukturierungsbeiträge. Dadurch sind die Freiheiten der Netznutzer auf sehr enge Spielräume begrenzt, die sich durch eine Verringerung der untertägigen Toleranzen, ein Anheben der Strukturierungsbeiträge und der Spreizung der Ausgleichsenergieentgelte noch stärker begrenzen ließen. Dies steht aber im Widerspruch zu dem Ziel der Festlegung GABi-Gas, das Entstehen von Wettbewerb nicht durch hohe ökonomische Risiken zu behindern.

5.9.1.1 Arbitrage gegen die Ausgleichsenergiepreise

Insbesondere solange die Wettbewerbsmärkte noch keine validen Preissignale senden und ein großer Teil des Gasmarktes unabhängig von solchen Signalen agiert, ergeben sich Möglichkeiten, Gas günstiger als zum Preis negativer Ausgleichsenergie einzukaufen oder teurer als zum positiven Ausgleichsenergiepreis anzubieten.

Die genannten Möglichkeiten ergeben sich aus den Regelungen der Festlegung GABi-Gas zur Bestimmung der Ausgleichsenergiepreise. Für die Ausgleichsenergiepreise wird der zweithöchste/zweithöchste Preis des in GABi-Gas genannten Preiskorbs herangezogen, der dann mit 10 % Auf-/Abschlag angewendet wird.

Die gegenwärtige Situation praktisch nicht vorhandenen Engpassmanagements im Gasbereich und die relativ hohen kurzfristigen Kapazitätsentgelte führen dazu, dass die europäischen Märkte teilweise entkoppelt sind; zwischen den Märkten können sich große und wechselnde Preisunterschiede einstellen. Wenn der Unterschied des höchsten Referenzpreises mehr als 10 % gegenüber dem zweithöchsten Preis ausmacht, besteht eine theoretische Gewinnoption. Die gleiche Option ergibt sich, wenn der niedrigste Preis geringer ist als 90 % der zweithöchsten.

Für das erste Jahr nach Einführung von GABi-Gas ergibt sich diese theoretische Chance an insgesamt 87 von 365 Tagen. An 10 der Tage wurden die Ausgleichsenergiepreise von den höchsten und niedrigsten Marktpreisen sogar in beiden Richtungen überschritten, wie Abbildung 37 zeigt.

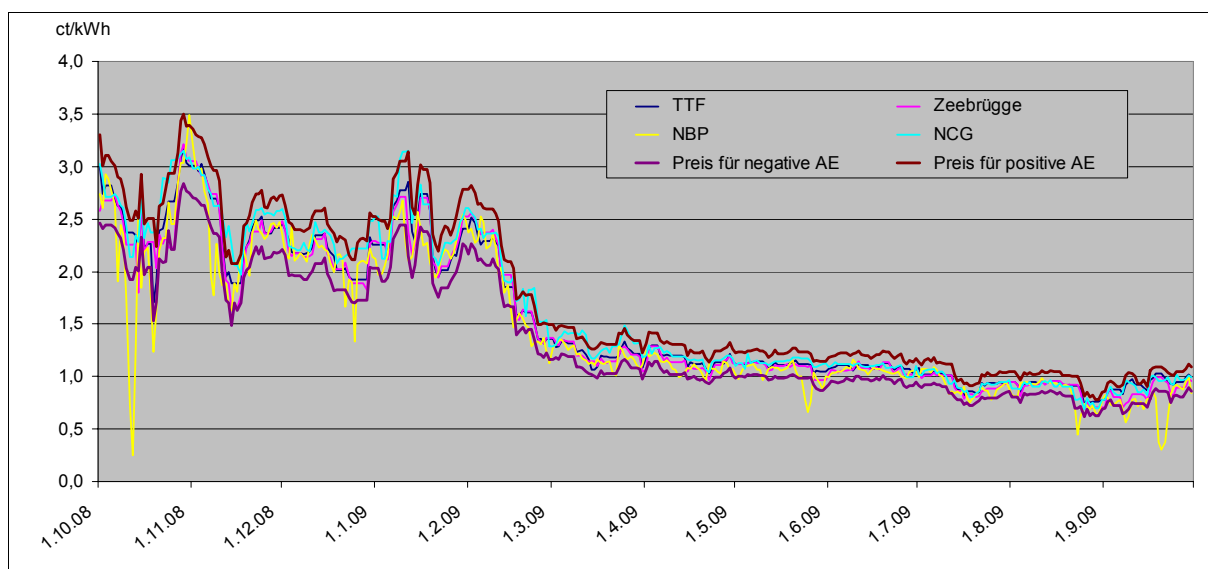


Abbildung 37: Die Grafik zeigt den Verlauf der Preise für positive und negative Ausgleichsenergie im ersten Jahr der Geltung von GABi-Gas. Dieser Preise sind von den Preisen auf den vier in der Festlegung GABi-Gas genannten Handelsplätzen abgeleitet (vgl. oben 3.3.1.) Es zeigt sich, dass das Preisniveau insgesamt mit der Preisentwicklung des Gaspreises im Lauf des Winters 2009 stark abgesunken ist, was im wesentlichen aus dem durch die Wirtschaftskrise mit verursachten Rückgang des Ölpreises und der Energienachfrage resultiert. Insbesondere die Preise des britischen NBP (gelbe Linie) unterschreiten relativ häufig die Ausgleichsenergiepreise. Die anderen Marktpreise bleiben fast im gesamten Zeitraum innerhalb der Spreizung der Ausgleichsenergiepreise. Datenquelle: www.gasunie.de/cms/index.cfm?90380C695056AD19487F4FD3DF549A72 (zuletzt aufgerufen 5.11.2009.)

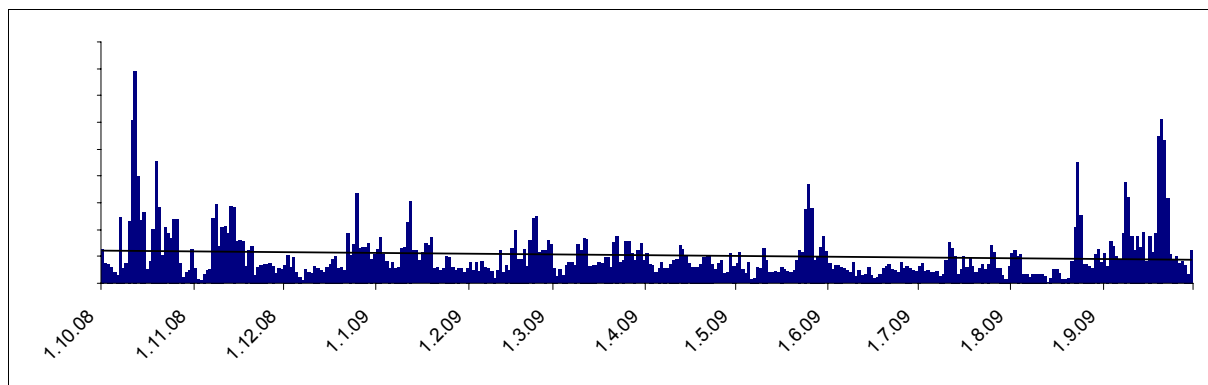


Abbildung 38: Die in Abbildung 37 dargestellten Preisverläufe erwecken den Eindruck im Zeitverlauf deutlich steigender Konvergenz der Marktpreise. Dieser Eindruck resultiert allerdings vor allem aus dem Absinken der Gaspreise. Wie die nähere Analyse ergibt, ist er in diesem Ausmaß nicht zutreffend. In dieser Abbildung ist der Quotient aus Standardabweichung der vier Referenzpreise einerseits und mittlerem Ausgleichsenergiepreis andererseits aufgetragen (blaue Balken.) Zusätzlich ist eine lineare Regression dieses Wertes angegeben (schwarze Linie.) Es wird deutlich, dass die Konvergenz der Referenzpreise nur leicht zugenommen hat.

Die aktive Ausnutzung der Möglichkeiten, die sich aus der Über- oder Unterschreitung der Ausgleichsenergiepreise auf einzelnen Referenzmärkten ergibt, setzt allerdings voraus,

- dass der Netznutzer vorab die Referenzpreise kennt oder verlässlich erwarten kann. Wie in Abbildung 37 zu erkennen ist, dauern die Arbitragemöglichkeiten regelmäßig nur wenige Tage an und lassen sich dadurch nur schwer zuverlässig vorhersagen.

- dass der Netznutzer entgegen der oben genannten Vorgabe, für eine ausgeglichene Bilanz zu sorgen,¹⁴⁴ eine gezielte Imbalance in seinem Bilanzkreis verursacht und zugleich seine untertägige Toleranz nicht überschreitet, denn die Zahlung von Strukturierungsbeiträgen dürfte diese Versuche zumeist wirtschaftlich sinnlos werden lassen. Dafür müsste der Netznutzer gleichzeitig grenzüberschreitend agieren und gut prognostizierbare gemessene Letztverbraucher im Portfolio haben, die ihm eine untertägige Toleranz verschaffen, die sie selbst nicht benötigen. Diese Konstellation dürfte nur selten gegeben sein.

Mit einer Zunahme der internationalen Handelsaktivitäten, auf die die Liberalisierung der Gasmärkte zielt, dürfte sich die Kopplung der Märkte intensivieren, wodurch die Marktpreise sich aneinander angleichen. Die Arbitragemöglichkeiten würden dadurch vermindert werden oder gänzlich entfallen. Die Bemühungen der ERGEG, die Kapazitätsengpässe an den Grenzen der Bilanzzonen durch ein einheitliches Kapazitäts- und Engpassmanagement zu vermindern, zielen auf eine solche Kopplung der Märkte.¹⁴⁵

5.9.1.2 Kauf und Verkauf zum Ausgleichsenergiepreis

Prinzipiell ist es nicht ausgeschlossen, dass ein Netznutzer über Gas verfügt, für das er keinen Abnehmer findet. In diesem Fall kann es lohnend sein, das Gas in einen Bilanzkreis einzuspeisen und die Ausgleichsenergiepreise zu erhalten und davon zusätzlich die Strukturierungsbeiträge abzuführen. Dies ist insbesondere bei den weit verbreiteten Import-Verträgen mit Take-Or-Pay-Klauseln der Fall. Wenn diese Verträge unterhalb der Take-Or-Pay-Grenze beschäftigt werden, verfügt der entsprechende Netznutzer praktisch über kostenloses Gas.

Auch der umgekehrte Fall ist denkbar: Es kann in gewissen Situationen lohnend sein, die Belieferung von Letztverbrauchern teilweise oder vollständig aus der Ausgleichsenergie vorzunehmen. Dies kann z.B. der Fall sein, wenn die Kosten einer eigenen Beschaffung von Gas die Kosten für Ausgleichsenergie und Strukturierungsbeiträge übersteigen.

Beide Optionen können insbesondere dann lohnend sein, wenn der Netznutzer über einen Bilanzkreis verfügt, der auch Industriekunden einschließt, da dem Bilanzkreis dann Toleranzen hinsichtlich der Strukturierungsbeiträge zugeordnet sind.

Die Ausnutzung dieser Optionen stellt allerdings ein vertragswidriges Verhalten dar, da hier der Grundsatz verletzt wird, dass die Netznutzer jeden zumutbaren Aufwand zu unternehmen haben, um ihren Bilanzkreis ausgeglichen zu halten. Die Sanktion, die bei einem solchen Verstoß gegen die vertraglichen Regelungen droht, ist die Kündigung des Bilanzkreisvertrages, wodurch der Netznutzer seine Möglichkeit verlieren würde, in dem entsprechenden Marktgebiet mit Gas Geschäfte zu tätigen.¹⁴⁶

5.9.1.3 Gezielte Verursachung eines Bedarfs an externer Regelenergie

Der Verursachung eines Regelenergiebedarfs durch ein entsprechendes Netznutzerverhalten sind im Gasbereich enge Grenzen gesetzt, weil es dank der Pufferfähigkeit der Gasnetze keinen direkten und zeitlich kalkulierbaren Zusammenhang zwischen dem Ungleichgewicht einzelner Netznutzer und dem Bedarf des Netzes nach externer Regelenergie gibt.

¹⁴⁴ Festlegung GABi-Gas, Anlage 1, § [12] Absatz 1, S. 4.

¹⁴⁵ ERGEG hat von Januar bis März 2009 ein Dokument, das Vorschläge für die Neufassung des Anhangs der EG-FerngasVO 1775 enthält, die von der EU-Kommission durch Komitologie-Verfahren verrechtlicht werden könnten, konsultiert, vgl. ERGEG, CAM/CMP 2009.

¹⁴⁶ Inwieweit diese Vertragsverletzungen im Einzelfall erkannt werden können und dann auch wirksam bekämpft werden, kann hier nicht ausführlich betrachtet werden.

Eine Beeinflussung des Bilanzkreisnetzbetreibers hinsichtlich des Einsatzes von externer Regelenergie setzt darum voraus, dass der Netznutzer über sehr aktuelle Informationen hinsichtlich des Netzfüllstandes und zugleich über ein großes Portfolio verfügt, dessen Ungleichgewicht in der Lage ist, einen spürbaren Effekt zu bewirken.

Um die Wahrscheinlichkeit eines solchen Netznutzerverhaltens zu minimieren, wurde in GA-Bi-Gas keine Veröffentlichung von Netzpufferinformationen vorgesehen, womit verhindert wird, dass Netznutzer aus öffentlich zugänglichen Daten auf die „Verletzlichkeit“ des Netzes schließen können.

Die gezielte Verursachung eines Bedarfs an externer Regelenergie setzt aus diesem Grund die Kenntnis von Daten voraus, über die nur der Netzbetreiber verfügt. Eine Ausnutzung stellt damit nicht nur ein vertragswidriges Verhalten in Bezug auf den Bilanzkreisvertrag dar, sondern setzt zudem einen Verstoß gegen die Grundsätze der informatorischen Entflechtung voraus.

Eine weitere Möglichkeit könnte sich dadurch ergeben, dass Regelenergie, die vom Bilanzkreisnetzbetreiber abgerufen wurde, doch nicht geliefert wird, um dadurch den Bedarf an Regelenergie weiter anwachsen zu lassen. Dieses Verhalten kann nur dann wirtschaftlich lohnend sein, wenn der Netznutzer, der die Regelenergie bereitstellt, Kenntnis darüber hat, dass er der einzige oder zumindest der größte Lieferant von Regelenergie ist.

Jedenfalls würde es einen Vertragsbruch darstellen, wenn abgerufene Regelenergie nicht bereitgestellt würde, denn die unbedingte physische Erfüllung ist Gegenstand jedes Vertrages über die Bereitstellung von Regelenergie.

5.9.2 Missbrauchsmöglichkeiten bei der Anwendung antizipierender Allokations-Anpassungen

Zu untersuchen ist, ob sich aus der Anwendung antizipierender Allokations-Anpassungen selbst eine Option für eine missbräuchliche Ausnutzung des Bilanzierungssystems ergibt und ob es auf die bestehenden Missbrauchsoptionen des Bilanzierungssystems eine Rückwirkung gibt.

5.9.2.1 Zusätzliche Missbrauchsmöglichkeit durch Anwendung antizipierender Allokations-Anpassungen

Eine zusätzliche Option für eine missbräuchliche Ausnutzung des Bilanzierungssystems bei Anwendung antizipierenden Allokations-Anpassungen kann sich aus der Tatsache ergeben, dass die Bereitstellung von Regelenergie durch antizipierende Allokations-Anpassungen nicht mit einer unbedingten physischen Erfüllungsverpflichtung verbunden ist. Der Netznutzer ist in keiner Weise direkt verpflichtet, die durch die Anpassung geänderte Allokation seiner Letztverbraucher durch eine Änderung seiner sonstigen Ein- und Ausspeisungen aufzufangen.

Daraus ergibt sich zumindest theoretisch die Möglichkeit der Anwendung einer langfristigen Strategie: Durch andauernde systematische Fehleinspeisung kann ein Netzungleichgewicht verursacht oder verstärkt werden, das vom Bilanzkreisnetzbetreiber durch den Einsatz von antizipierenden Allokations-Anpassungen ausgeglichen wird. Da der Bilanzkreisnetzbetreiber gemäß 5.2 bereits reagiert, wenn der Netzfüllstand sich ändert, kann dies nach kurzer Zeit zu wirksamen Ergebnissen führen.

Da die auf diesem Wege bereitgestellte Regelenergie mit dem mittleren Ausgleichsenergiepreis vergütet wird, kann sich daraus eine Ertragsoption ergeben, soweit das Gas aus Bezugsverträgen stammt, die nicht an den Marktpreis gekoppelt sind. Diese Option besteht

aber nur, wenn mit hinreichender Sicherheit voraussagbar ist, dass die systematische Fehleinspeisung des eigenen Bilanzkreises nicht durch entgegen gerichtete Fehleinspeisungen anderer Netznutzer kompensiert werden.

Eine solche Strategie verstößt zudem, wie die im vorstehenden Abschnitt benannten Strategien, gegen den Grundsatz, dass der Netznutzer alle zumutbaren Anstrengungen zu unternehmen hat, um den Bilanzkreis differenzfrei zu halten, und ist damit vertragswidrig. Die gleiche Gasmenge kann – ohne einen Vertragsbruch – am Handelsmarkt zu den gleichen Konditionen angeboten werden, wenn dort eine entsprechende Nachfrage zu erwarten ist. Die beschriebene Missbrauchsstrategie ist also allenfalls in sehr illiquiden Gasmärkten denkbar.

5.9.2.2 Rückwirkung der Anwendung von antizipierenden Allokations-Anpassungen auf die sonstigen Missbrauchsmöglichkeiten

Die Anwendung antizipierender Allokations-Anpassungen ändert an den ersten beiden der vorstehend ausgeführten Missbrauchsmöglichkeiten des Bilanzierungsregimes GABi-Gas prinzipiell nichts: Die Möglichkeiten der Arbitrage gegen die Ausgleichsenergie(vgl. oben 5.9.1.1) bzw. des Verkaufs und der Lieferung zum Ausgleichsenergiepreis (vgl. oben 5.9.1.2) bleiben unverändert.

Die vertragswidrige gezielte Verursachung eines Bedarfs an externer Regelenergie (vgl. oben 5.9.1.3) ist durch die Anwendung antizipierender Allokations-Anpassungen allerdings aus zwei Gründen praktisch ausgeschlossen:

- Das Netz befindet sich regelmäßig in einem situativ optimierten Füllungszustand, sodass das Verhalten eines einzelnen Bilanzkreises kaum in der Lage ist, einen Netzzustand zu verursachen, der nur durch Einsatz externer Regelenergie aufgefangen werden kann.
- Die externe Regelenergie, die durch eine Allokations-Anpassung aufgefangen wird, führt gerade nicht zu einer wirtschaftlichen Option eines einzelnen Netznutzers, weil im System der antizipierenden Allokations-Anpassungen die technischen Erfordernisse des Netzes von einer großen Gruppe von Netznutzern gemeinsam erfüllt werden.

5.9.3 Ergebnis der Betrachtung der Missbrauchsmöglichkeiten in GABi-Gas bei Anwendung antizipierender Allokations-Anpassungen

Die Anwendung antizipierender Allokations-Anpassungen fügt den Missbrauchsmöglichkeiten von GABi-Gas keine zusätzliche Möglichkeit hinzu.

Das Verfahren der Bereitstellung von externer Regelenergie durch antizipierende Allokations-Anpassungen führt dazu, dass es die theoretische Möglichkeit der individuellen Erfüllung eines gezielt verursachten Regelenergiebedarfs nicht mehr gibt: Die Beschaffung des größten Teils der externen Regelenergie wird durch die Anwendung von antizipierenden Allokations-Anpassung zu einer Aufgabe, die gemeinschaftlich von den Netznutzern erledigt wird.

6 Zusammenfassung und Ausblick

Beschaffung und Einsatz von externer Regelenergie stellen einen zentralen Teil jedes Bilanzierungssystems dar. Die Netzbetreiber sind dafür verantwortlich, die Netzstabilität zu gewährleisten. Dafür müssen sie in der Lage sein, Differenzen auszugleichen, die sich aus dem Verhalten der Netznutzer ergeben. Außerdem müssen sie in der Lage sein, auf technische Effekte zu reagieren, die sich aus der Steuerung der Netze ergeben.

In Gasnetzen steht den Netzbetreibern zu diesem Zweck zu allererst der Netzpuffer ihres eigenen Netzes zur Verfügung: Sie können zulassen, dass sich der Druck in ihren Netzen innerhalb der technisch zulässigen Grenzen ändert, allerdings müssen sie dabei berücksichtigen, dass der Druck immer auch dazu dient den Gastransport anzutreiben.

Wenn der eigene Netzpuffer nicht ausreicht, können sich angrenzende Netzbetreiber mit ihrem jeweiligen Netzpuffer wechselseitig aushelfen. Erst wenn auch dies nicht ausreicht, müssen die Netzbetreiber sich bei den Netznutzern Hilfe holen: Sie müssen ggf. Gas hinzukaufen oder Gas verkaufen. Dies wird als Beschaffung und Einsatz von externer Regelenergie bezeichnet. Im Rahmen der Festlegung GABi-Gas wurden dafür Details vorgegeben, wobei die Bundesnetzagentur berücksichtigt hat, dass sie keine explizite Festlegungskompetenz für diesen Bereich hat.

Die Beschaffung von externer Regelenergie ist aus den folgenden Punkten als schwierig anzusehen:

- Da externe Regelenergie teuer ist, sollte sie so sparsam wie möglich eingesetzt werden. Dies kann zur Folge haben, dass das Netz in einem ungünstigen Druckzustand betrieben wird.
- Die Beschaffung externer Regelenergie ist problematisch, weil sie einerseits unbedingt physisch gebraucht wird, andererseits aber nur in einem relativ geringen Umfang benötigt wird. Beides zusammen macht den Markt für Regelenergie fragil: Ein kleiner Markt mit genau einem Nachfrager, der unbedingt kaufen muss, kann zu erheblich verzerrten Ergebnissen kommen. Die Beschaffung des Teils der externen Regelenergie, der nicht lokal benötigt wird, kann in den allgemeinen Gasmarkt integriert werden. Allerdings ist diese Integration immer unvollkommen, weil das Kriterium der unbedingten physischen Erfüllung nur für externe Regelenergie gilt, nicht aber im gleichen Umfang für sonstige Handelsgeschäfte.
- Die Abwicklung der Regelenergiebeschaffung macht es erforderlich, dass die Netzbetreiber die Mindestgröße für Regelenergieangebote festlegen. Dies führt dazu, dass viele kleine Netznutzer sich an der Bereitstellung von externer Regelenergie nicht beteiligen können.
- Es kann Marktgegebenheiten geben, in denen kein Netznutzer ein Regelenergieangebot abgibt. Dies kann dann auftreten, wenn die Spotmarktpreise, auf die der Ausgleichsenergiepreis referenziert, und die langfristigen Preise, zu denen die Netznutzer sich eingedeckt haben, zu weit divergieren. Daraus können ernste technische Probleme resultieren.

Vorliegend wird ein Vorschlag für ein zusätzliches System der Beschaffung von externer Regelenergie unterbreitet, der die genannten Schwierigkeiten in innovativer Weise weitgehend vermeidet und zumindest deutlich vermindert. Dieser Vorschlag, die antizipierenden Allokations-Anpassungen, wurde in Kapitel 5 ausführlich diskutiert, verschiedene Optionen wurden gegeneinander abgewogen. Der dabei erarbeitete Vorschlag im Überblick:

- Die Bilanzkreisnetzbetreiber antizipieren mit zweitägigem Vorlauf den Bedarf an dauerhafter externer Regelenergie. Dabei streben sie an, den Füllstand der Netze des Marktgebietes so zu optimieren, dass sie auf die erwarteten Lastfälle möglichst ohne Einsatz kurzfristiger oder lokaler externer Regelenergie reagieren können.
- Die Bilanzkreisnetzbetreiber teilen den so ermittelten Bedarf an dauerhafter externer Regelenergie den Netznutzern am Tag D-2 in Form eines Prozentsatzes mit, in dem sie ihren antizipierten Regelenergiebedarf auf die prognostizierte Allokationsmenge aller Standardlastprofilkunden und RLMmT-Kunden des Marktgebietes beziehen. Sie berücksichtigen dabei, dass die Höhe dieses Prozentsatzes auf ± 4 % begrenzt ist.
- Die Netznutzer planen diesen Prozentsatz bei der Prognose der Summe der Entnahmen ihrer Standardlastprofilkunden und RLMmT-Kunden ein. Sie planen zudem in ihrer Beschaffung ein, dass sie für diese Letztverbraucher einen um 4 % erhöhten Leistungsbedarf haben können.
- Die Netznutzer nominieren ihre Einspeisungen in einer Weise, dass sich bei den mit dem Anpassungsprozentsatz veränderten Ausspeise-Prognosen möglichst keine Differenz im Bilanzkreis ergibt. Dadurch stellen sie dem Bilanzkreisnetzbetreiber die positive oder negative Regelenergiemenge bereit, die der vom Bilanzkreisnetzbetreiber geforderten Anpassung entspricht.
- Die Anpassungsmengen werden außerhalb der Bilanzierung der Portfolien abgerechnet und sind dadurch für die Bilanzierung neutralisiert: Bei negativen Anpassungsprozentsätzen wird davon ausgegangen, dass die entsprechende Ausspeisemenge vom Bilanzkreisnetzbetreiber geliefert wurde. Bei positiven Prozentsätzen wird davon ausgegangen, dass der Bilanzkreisnetzbetreiber die zusätzlichen Gasmengen übernommen hat. Die Anpassungsmengen des einzelnen Bilanzkreises ergeben sich aus den bilanzrelevant allokierten Mengen für Standardlastprofilkunden und RLMmT-Kunden.
- Die täglich von den Netznutzern bei positiver Anpassung gelieferten Anpassungsmengen werden mit dem mittleren Ausgleichsenergiepreis des Tages vergütet. Die vom Netznutzer bei negativer Anpassung übernommenen Anpassungsmengen werden mit dem gleichen Preis in Rechnung gestellt.

Dieses Verfahren stellt für die benannten Probleme der Regelenergiebeschaffung eine praktikable Lösung dar:

- Im Rahmen der Anwendung von antizipierenden Allokations-Anpassungen kommt es zu Saldierungseffekten bei der Vergütung der damit erbrachten externen Regelenergie. Die Netzbetreiber können darum von dieser Form der externen Regelenergie häufiger und intensiver Gebrauch machen als von der sonstigen externen Regelenergie, ohne dadurch die Kosten zu steigern. Daraus ergibt sich die Möglichkeit, das Netz immer in einem günstigen Druckbereich zu betreiben, was die Netzstabilität maximiert und dem Netzbetreiber unter Umständen die Möglichkeit verschafft, zusätzliche Kapazitäten anzubieten.
- Die Beschaffung des überwiegenden Teils externer Regelenergie erfolgt auf dem Weg der antizipierenden Allokations-Anpassungen durch das Kollektiv sämtlicher Netznutzer, die Letztverbraucher mit Tagesband (Standardlastprofilkunden und RLMmT-Kunden) versorgen. Dadurch ist die Beschaffung dieser Regelenergie vollständig mit der sonstigen Beschaffung auf dem regulären Handelsmarkt integriert; sie stellt damit keinen gesonderten Markt mehr dar, wodurch das besondere Verzerrungsrisiko aufgehoben ist. Zudem tragen die Netznutzer unabhängig von ihrer Größe zur Bereitstellung von Regelenergie bei.

- Die Möglichkeit, externe Regelenergie durch antizipierende Allokations-Anpassungen zu beschaffen, steht in allen denkbaren Marktsituationen zur Verfügung. Dadurch ergibt sich für die Bilanzkreisnetzbetreiber die Sicherheit, dass sie unter allen Umständen über Regelenergie verfügen und ihre technischen Probleme lösen können.

Die Anwendung antizipierender Allokations-Anpassungen ist geeignet, den Bedarf an kurzfristiger und an lokaler externer Regelenergie zu vermindern, nicht aber zu beseitigen. Für diese beiden Arten von externer Regelenergie ist weiterhin eine direkte Beschaffung durch den Bilanzkreisnetzbetreiber erforderlich.

Durch den Vorschlag werden die Sphären der Netzbetreiber und der Netznutzer weiter voneinander getrennt: Der Umfang und die Häufigkeit der separaten Transaktion zwischen Netzbetreibern und Netznutzern über die Bereitstellung von Regelenergie werden reduziert. Die Regelenergiebeschaffung wird zu einem großen Teil in den standardisierten Netznutzungsvorgang integriert und anteilig auf die Netznutzer aufgeteilt.

In der erarbeiteten Ausgestaltung fügt sich das vorgeschlagene Verfahren nahtlos in die Festlegung GABi-Gas der Bundesnetzagentur und kann ohne sonstige Änderungen in dieses Bilanzierungssystem integriert und von der Bundesnetzagentur verbindlich vorgegeben werden. Eine Änderung der sonstigen Abläufe und Prozesse der Bilanzierung ist nicht erforderlich, es käme lediglich für die Bilanzkreisnetzbetreiber und die Netznutzer ein Abwicklungsschritt hinzu, der sich auf Seiten der Netznutzer weitgehend automatisieren ließe.

7 Anhang

7.1 Abkürzungsverzeichnis

AGGM	Austrian Gas Grid Management
A_{MG}	Anpassungsbedarf des Marktgebietes
ANB	Ausspeisenetzbetreiber
BKN	Bilanzkreisnetzbetreiber
BNetzA	Bundesnetzagentur
D	Liefertag, Deutschland
D-1, D+1 etc.	Tag vor und nach dem Liefertag etc.
GABi-Gas	G rundmodell der A usgleichsleistungs- und B ilanzierungsregeln im Gassektor (Festlegung der Bundesnetzagentur)
GB	Großbritannien
KoV	Kooperationsvereinbarung
M_{MG}	Ausspeisemenge der Standardlastprofil- und RLMmT-Kunden des Marktgebietes
NCG	Netconnect Germany
NL	Niederlande
P_{MG}	Anpassungsprozentsatz für das gesamte Marktgebiet
RLM-Kunde	Kunde (Letztverbraucher) mit registrierender Leistungsmessung
RLMmT	Registrierende Leistungsmessung mit Tagesband
RLMoT	Registrierende Leistungsmessung ohne Tagesband
SLP	Standardlastprofil
VP, VHP	Virtueller Handelspunkt
VV	Verbändevereinbarung

7.2 Literaturverzeichnis

7.2.1 Gesetzliche Grundlagen

Energiewirtschaftsgesetz und zugehörige Verordnungen

Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970 (3621)), zuletzt geändert durch Artikel 2 des Gesetzes vom 21. August 2009 (BGBl. I S. 2870) (EnWG)

Gasnetzzugangsverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2210), zuletzt geändert durch Artikel 2 Absatz 3 der Verordnung vom 17. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2006) (GasNZV)

Gasnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2197), zuletzt geändert durch Artikel 2 Absatz 4 der Verordnung vom 17. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2006) (GasNEV)

Stromnetzzugangsverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2243), zuletzt geändert durch Artikel 2 Absatz 1 der Verordnung vom 17. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2006) (StromNZV)

Messzugangsverordnung vom 17. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2006) (MessZV)

Anreizregulierungsverordnung vom 29. Oktober 2007 (BGBl. I S. 2529), zuletzt geändert durch Artikel 4 des Gesetzes vom 21. August 2009 (BGBl. I S. 2870) (ARegV)

„Beschleunigungsrichtlinie“

Richtlinie 2003/55/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 98/30/EG-„Gasrichtlinie“ (GasRL), ABl. L 176 S. 57 ff vom 26.6.2003

Verordnung (EG) Nr. 1775/2005 des Europäischen Parlaments und des Rates über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen v. 28.09.2005, ABl. L 289 S. 1 ff vom 03.11.2005

„Drittes Richtlinienpaket“

Richtlinie 2009/73/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/55/EG vom 13. Juli 2009, ABl. L 211 S. 94 ff vom 14.8.2009

Verordnung (EG) Nr. 715/2009 des europäischen Parlamentes und des Rates über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005, ABl. 211 S. 36 ff vom 14.8.2009

7.2.2 Festlegungen, Entscheidungen und Veröffentlichungen der Bundesnetzagentur

Bundesnetzagentur, Verwaltungsverfahren wegen der Festlegung in Sachen Ausgleichsleistungen Gas vom 28.5.2008, Grundmodell der Ausgleichsleistungs- und Bilanzierungsregeln im Gassektor, Az. BK7-002-08, www.bundesnetzagentur.de/media/archive/13704.pdf (zuletzt aufgerufen 4.11.2009) (Festlegung GABi-Gas)

Bundesnetzagentur, Mitteilung Nr. 2 zur Umsetzung des Beschlusses „GABi Gas“ vom 28.5.2008, Az. BK7-002-08, Ersatzwertbildung beim Ausfall von tagesaktuellen Referenzpreisen, www.bundesnetzagentur.de/media/archive/15296.pdf (zul. aufgerufen 31.10.2009) (GABi-Gas-Mitteilung Nr. 2)

Bundesnetzagentur, Verwaltungsverfahren vom 20.8.2007 wegen der Festlegung einheitlicher Geschäftsprozesse und Datenformate beim Wechsel des Lieferanten bei der Belieferung mit Gas, Az.: BK7-06-067, www.bundesnetzagentur.de/media/archive/11201.pdf (zuletzt aufgerufen 4.11.2009) (Festlegung GeLi-Gas)

Bundesnetzagentur, Beschluss vom 10.8.2009 zur Verfahrensregulierung betreffend die Beschaffung von Lastflusszusagen für die Marktgebietskooperation NetConnect Germany, Az. BK7-09-003, www.bundesnetzagentur.de/media/archive/16902.pdf (zuletzt aufgerufen 1.11.2009) (Verfahrensregulierung Lastflusszusagen NCG)

Bundesnetzagentur, Verwaltungsverfahren zum Antrag auf Freistellung von der Regulierung, Az. BK7-08-009, Änderungsbeschluss vom 07.07.2009, www.bundesnetzagentur.de/media/archive/16641.pdf (zuletzt aufgerufen 1.11.2009) (Opal-Entscheidung)

Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2008, www.bundesnetzagentur.de/media/archive/14513.pdf (zuletzt aufgerufen 1.11.2009)

Bundesnetzagentur, Neugestaltung des Kapazitätsmanagements im deutschen Gasmarkt. Eckpunkte der Bundesnetzagentur zur Konsultation, Stand 22.5.2009, www.bundesnetzagentur.de/media/archive/16323.pdf (zuletzt aufgerufen 30.10.2009)

7.2.3 Literatur

Bandulet, Martin / Fuchs, Kira, Das neue System für Regel- und Ausgleichsenergie Gas in Deutschland – eine Untersuchung der Anreizwirkungen, Zeitschrift für Energiewirtschaft 03/2009

BDEW / VKU / GEODE, Vereinbarung über die Kooperation gemäß § 20 Abs. 1b) EnWG zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen, Änderungsfassung vom 29. Juli 2008 (KoV III), [www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_7HAH8N_Kooperationsvereinbarung_Gas/\\$file/Kooperationsvereinbarung%20Gas%2020080729.pdf](http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_7HAH8N_Kooperationsvereinbarung_Gas/$file/Kooperationsvereinbarung%20Gas%2020080729.pdf) (zuletzt aufgerufen 4.11.2009)

BDEW / VKU / GEODE, Vereinbarung über die Kooperation gemäß § 20 Abs. 1b) EnWG zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen, Änderungsfassung vom 25. April 2007 (KoV II), [www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_7D6CBS_Aenderungsfassung_vom_25_April_2007_Vereinbarung_ueber_die_Kooperation_gemaesz_20_Abs_\\$file/0.1_article_2007_4_27_1.pdf](http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_7D6CBS_Aenderungsfassung_vom_25_April_2007_Vereinbarung_ueber_die_Kooperation_gemaesz_20_Abs_$file/0.1_article_2007_4_27_1.pdf) (zuletzt aufgerufen 4.11.2009)

BDEW-Praxisinformation P19, Abwicklung von Standardlastprofilen Gas, Einführung in die Abwicklung von Lastprofilen seit dem 1.10.2008, VWEW-Energieverlag 2008

BDEW / VKU, BDEW/VKU-Leitfaden zur Be- und Abrechnung von Mehr-/Mindermengen Gas, 2009

BDEW / VKU, BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden Geschäftsprozesse zur Führung und Abwicklung von Bilanzkreisen bei Gas, 2008

Beck, Hans-Peter / Schröder, Cathrin / Wehrmann, Ernst-August, Nachbildung nicht gemessener Abnahmen eines Gasverteilnetzes mit Hilfe eines Messgrößenbeobachters, GWF Gas/Erdgas 5/2007, S. 270-280

Breuer, Matthias / Kreienbrock, Ulf / Seidewinkel, Gregor / Kopp-Colomb, Heinrich von, Die Kooperationsvereinbarung der Gastransportnetzbetreiber gemäß § 20 Abs 1 b) EnWG – ein Überblick, Recht der Energiewirtschaft 2006, 264 ff

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit an den Deutschen Bundestag über die energiewirtschaftlichen und wettbewerblichen Wirkungen der Verbändevereinbarungen (Monitoring-Bericht), Berlin, 2003, www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/monitoring-bericht,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf (zuletzt aufgerufen 1.11.2009)

Cerbe, Günther, Grundlagen der Gastechnik, München, Wien 7. Auflage 2008

Däuper, Olaf, Ausgestaltung des regulierten Netzzugangs gemäß § 20 Abs. 1b EnWG, ZNER, Zeitschrift für Neues Energierecht 3/2006, 211-218

Däuper, Olaf / Kolf, Stephanie, Die Neuregelung des Gasnetzzugangs, Infrastruktur Recht 2006 S. 194-199

Dörbrand, Robert / Hügging, Thomas, Kapazitätsermittlung für Leitungen und Anlagen als Aufgabe des Netzbetreibers, GWF Gas/Erdgas 9/2004, S. 464-470

Donges, Jürgen B. / Schmidt, Andreas J., Wettbewerbsförderung auf Netzmärkten durch Regulierung: Wie und wie lange? in Picot, Arnold, 10 Jahre wettbewerbsorientierte Regulierung von Netzindustrien in Deutschland, München 2008

DVGW, Technische Regel Arbeitsblatt G 2000, Mindestanforderungen bezüglich Interoperabilität und Anschluss an Gasversorgungsnetze, Juli 2009, www.dvgw.de/fileadmin/dvgw/gas/netze/g2000.pdf (zuletzt aufgerufen 1.11.2009)

e-control, Marktbericht 2008, nationaler Bericht an die europäische Kommission, S. 69 f www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/publikationen/dokumente/pdfs/e-control-marktbericht-2008.pdf (zuletzt aufgerufen 31.10.2009)

ERGEG principles: Capacity allocation and congestion management in natural gas transmission networks, An ERGEG Public Consultation Document, Ref: E08-GFG-41-09, 15 Jan

2009, www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_CONSULT/CLOSED%20PUBLIC%20CONSULTATIONS/GAS/E09-PC-36/CD/E08-GFG-41-09%20-%20Joint%20document%20on%20CAM%20CMP-for%20publicatio.pdf (zuletzt aufgerufen 4.11.2009), (ERGEG, CAM/CMP)

Gent, Kai / Rebling, Charlotte, Die rechtliche Bewertung der GABi Gas aus Sicht von Industriegesellschaften, Recht der Energiewirtschaft 7/2009, S. 212-218

GTS, Gas Transport Systems B.V., Balancing Regime, Final Report, 3. Juni 2009, www.gas-transport.nl/content/documents/actualiteit/shippers/999592.pdf (zuletzt aufgerufen 31.10.2009)

Hartlehnert, Thomas / Glaser, Maik, Die richtige Prognose als Grundlage einer bedarfsgerechten Beschaffung, emw, Zeitschrift für Energie, Markt, Wettbewerb, 6/2008, S. 42-46

Hellwig, Mark, Entwicklung und Anwendung parametrisierter Standard-Lastprofile, Dissertation an der TU München, 2003

Heuck, Klaus / Dettmann, Klaus-Dieter, Elektrische Energieversorgung, Braunschweig, Wiesbaden 2007

Hewicker, Christian / Kesting, Stefanie, Der deutsche Regel- und Ausgleichsenergiemarkt Gas, Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur, 2007, www.bundesnetzagentur.de/media/archive/12002.pdf (zuletzt aufgerufen 31.10.2009)

Hüging, Thomas / Drees, Michael / Fest, Claus, Aufgaben und Herausforderungen der Bilanzierungsführung in der Zwei-Vertrags-Variante, emw, Zeitschrift für Energie, Markt, Wettbewerb, Teil 1: 6/2006, S.14-18, Teil 2: 2/2007, S.48-53

Joint Office of Gas Transporters, Uniform Network Code – Transportation Principal Document, Fassung vom 16. Oktober 2009, www.gasgovernance.co.uk/TPD (zuletzt aufgerufen 8.11.2009) (UNC)

Keyaerts, Nico / Meeus, Leonardo / D'haeseleer, William, Natural Gas Balancing: Appropriate Framework and Terminology, Working paper University of Leuven (K.U.Leuven), Energy Institute, 2008, www.mech.kuleuven.be/energy/resources/docs/papers/pdf/WP%20EN2008-003.pdf (zuletzt aufgerufen 19.12.2009)

Kühn, Ulrich, Puffersysteme für stabile Bezugspreise, emw, Zeitschrift für Energie, Markt, Wettbewerb 2/2009, S. 48-50

Küper, Michael H. / Zöckler, Jan-Frederik, Lastflusszusagen als kapazitätsrelevante Instrumente in der Gaswirtschaft, emw, Zeitschrift für Energie, Markt, Wettbewerb 6/2007, S. 62-65

Kurth, Matthias, Rohr frei, emw, Zeitschrift für Energie, Markt, Wettbewerb 5/2009, S. 20-24

Lecheler, Helmut / Gundel, Jörg. Ein weiterer Schritt zur Vollendung des Energiebinnenmarktes: Die Beschleunigungs-Rechtsakte für den Binnenmarkt für Strom und Gas, Europäische Zeitschrift für Wirtschaftsrecht, 2003, 621-628

Monopolkommission, Energiemärkte im Spannungsfeld von Politik und Wettbewerb, Sondergutachten gemäß § 62 Abs. 1 EnWG, 2009, www.monopolkommission.de/sq_54/s54_volltext.pdf (zuletzt aufgerufen 30.10.2009)

Monopolkommission, Sechzehntes Hauptgutachten 2004/2005, dip21.bundestag.de/dip21/btd/16/024/1602460.pdf (zuletzt aufgerufen 30.10.2009)

Müller-Kirchenbauer, Joachim / Thole, Christian / Stratmann, Peter, Kommentierung § 20 Abs. 1b EnWG, in: Säcker, Franz Jürgen, Berliner Kommentar zum Energierecht (im Erscheinen)

Neveling, Stefanie / Gewehr, Joachim in: Danner/Theobald, Energierecht Kommentar, 2009, Band 1, § 20 Abs. 1b EnWG

Niehörster, Christoph / Michels, Armin / Nailis, Dominic, Regel- und Ausgleichsenergie im deutschen Gasmarkt, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 7/2008, S. 45-52

Ohmen, Stefan, Das neue Gasnetzzugangsmodell – Umsetzung bei einem Verteilnetzbetreiber, emw, Zeitschrift für Energie, Markt, Wettbewerb 4/2006, S. 42-46

Papanikolau, Niko / Wittinghofer, Joachim, Kostenungewissheit durch GABi Gas?, emw, Zeitschrift für Energie, Markt, Wettbewerb, 1/2009, S. 24-27

Perner, Jens / Riechmann, Christoph / Schulz, Walter, Durchleitungsbedingungen für Strom und Gas, München, 1997

Schultz, Klaus-Peter, Die Liberalisierung der Märkte für leitungsgebundene Energieversorgung – Bestandsaufnahme und Ausblick, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 1/2 2008, S. 32-39

Stratmann, Peter: Werkstattbericht GABi-Gas, Zeitschrift für neues Energierecht, 12/4 2008, S. 329-334

Verbändevereinbarung II Gas (VV II) z.B. unter www.ampere.de/fileadmin/content/gasmarkt/gesetze/VVII_Gas.pdf (zuletzt aufgerufen 1.11.2009)

Wyl, Christian de / Müller-Kirchenbauer, Joachim / Thole, Christian, § 15. Gesetzliche Anschlusspflicht und vertragliche Ausgestaltung der Netznutzung bei Strom und Gas in: Schneider, Jens-Peter / Theobald, Christian, Recht der Energiewirtschaft, München 2008

Zander, Wolfgang / Müller-Kirchenbauer, Joachim, Netzzugangsmodell Gas, Gestaltungselemente eines Netzknotenmodells, emw, Zeitschrift für Energie, Markt, Wettbewerb 1/2003, S. 47-50